

Renovables 2050

Un informe sobre el potencial de las
energías renovables en la España peninsular



GREENPEACE

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

Equipo de trabajo

Coordinación técnica y redacción informe

Xavier García Casals (IIT)

Análisis tecnologías, escenarios y restricciones SIG

Xavier García Casals (IIT)

Análisis SIG

Javier Domínguez Bravo (CIEMAT)

Colaboraciones

Pedro Linares Llamas (IIT)

Óscar López García (IIT)

Informe elaborado por el IIT bajo contrato de Greenpeace.

Coordinador del proyecto por parte de Greenpeace: Jose Luis García Ortega.

Este informe ha sido financiado gracias a las aportaciones de nuestros socios. Greenpeace es una organización independiente política y económicamente que no recibe subvenciones de empresas, gobiernos ni partidos políticos.

Hazte socio de Greenpeace.

902 100 505

Renovables 2050

Un informe sobre el potencial
de las energías renovables
en la España peninsular

Índice

0	Resumen	10
1	Introducción	28
2	Situación actual y escenarios para el 2050	40
2.1.	Población	40
2.2.	Demanda de energía	44
2.2.1.	Demanda de energía eléctrica	44
2.2.1.1.	Previsiones nacionales	44
2.2.1.2.	Distribución geográfica	53
2.2.1.3.	Modulación temporal	54
2.2.2.	Demanda de energía total	56
2.3.	Sistema de generación y transporte actual	60
2.4.	Recursos hidroeléctricos	64
2.4.1.	Producción hidroeléctrica	64
2.4.2.	Acumulación por bombeo	64
2.5.	Previsiones potencia instalada distintas renovables	65
2.5.1.	Situación eólica a finales 2003	66
2.5.2.	Plan de Fomento	70
2.5.3.	Planificación sectores electricidad y gas	76
2.5.4.	RD 436/04	77
2.5.5.	Eólica Terrestre	80
2.5.6.	Eólica Marina	81
2.5.7.	Solar Termoeléctrica	84
2.5.8.	Solar Fotovoltaica	84
2.5.9.	Geotérmica	88
3	Años meteorológicos tipo	90
3.1.	Energía solar	92
3.2.	Energía eólica	97
4	Caracterización técnica de las distintas tecnologías	100
4.1.	Eólica terrestre	100
4.2.	Eólica marina	106
4.3.	Solar Termoeléctrica	106
4.4.	Biomasa	119
4.5.	Fotovoltaica	133
4.6.	Geotérmica	140

5 Techos de potencia y generación de las distintas renovables	144
5.1. Disponibilidad de terreno según usos	144
5.2. Restricciones ambientales	146
5.3. Distribución espacial de la potencia máxima y techos de generación	146
5.3.1. Eólica	146
5.3.1.1. Eólica marina	155
5.3.1.2. Eólica terrestre	164
5.3.2. Fotovoltaica	172
5.3.2.1. Fotovoltaica integrada en edificios	180
5.3.2.2. Fotovoltaica con seguimiento azimutal	195
5.3.3. Biomasa	200
5.3.3.1. Biomasa residual	204
5.3.3.2. Cogeneración	205
5.3.3.3. Cultivos energéticos	207
5.3.3.4. Cultivos forestales de rotación rápida	209
5.3.3.5. Aprovechamiento del monte bajo	214
5.3.3.6. Total biomasa	218
5.3.4. Solar termoeléctrica	224
5.3.5. Chimenea solar	230
5.3.6. Olas	234
5.3.7. Geotérmica	239
5.3.8. Hidroeléctrica	242
5.4. Recopilación de techos de generación	243
6 Evaluación preliminar de los requerimientos de la potencia renovable instalada	250
6.1. Cobertura demanda eléctrica	250
6.2. Cobertura demanda total	250
7 Conclusiones	254
8 Referencias	258
9 Agradecimientos	262

0. Resumen

El objetivo del proyecto SIGER es realizar un análisis técnico de la viabilidad de un sistema de generación eléctrica peninsular¹ con elevada contribución de energías renovables para el año 2050 (buscando el límite a dicha contribución), teniendo en cuenta las principales restricciones como son la disponibilidad de recursos, las restricciones medio ambientales y de otros tipos en los usos del suelo, el acoplamiento temporal entre demanda y capacidad de generación, y la capacidad de transporte de la red eléctrica. Un análisis de este tipo entendemos que es fundamental, especialmente en el contexto actual de urgencia en redirigir nuestro modelo energético hacia la sostenibilidad, para poder introducir criterios racionales en la planificación energética.

En el planteamiento inicial del proyecto se acordó adoptar como condiciones de contorno del análisis los distintos escenarios disponibles relativos al crecimiento de las diversas tecnologías. Sin embargo, en el proceso de recopilación de datos, cuyos resultados presentamos en este informe, se detectó la ausencia de escenarios coherentes de desarrollo de las distintas tecnologías renovables en nuestro país, que reflejaran de forma clara las diversas restricciones tanto en disponibilidad de recurso energético como en la de usos del suelo, y que proporcionaran unos techos de potencia y generación que establecieran las condiciones de contorno adecuadas para proceder al análisis de sistemas de generación de elevada penetración renovable. Es importante resaltar la relevancia de disponer de un aná-

lisis que, de forma homogénea para las distintas tecnologías, y especificando claramente los criterios impuestos y métodos de cálculo empleados, proporcione una visión coherente de los techos de potencia y energía de las distintas tecnologías renovables, añadiendo información espacial relativa a la disponibilidad de los recursos. Este es sin duda el primero y uno de los más relevantes pasos a dar al plantearse un escenario de elevada contribución renovable, o simplemente al abordar la planificación energética de un país teniendo en cuenta las restricciones ambientales impuestas, por lo que resulta realmente sorprendente que a estas alturas todavía no se dispusiera de él.

En los últimos años han ido apareciendo numerosos escenarios de crecimiento de diversas tecnologías renovables, pero la situación actual es muy poco homogénea, yendo desde la exhuberancia (desde el inicio del proyecto en el 2003 está saliendo más de un informe al año) y optimismo de la solar fotovoltaica, hasta la escasez y timidez de la solar termoeléctrica. Y en cualquiera de los casos con muy poca información consistente relativa a nuestro país. En esta situación es imposible plantearse buscar los límites a la contribución de las renovables en nuestro sistema energético sencillamente por no disponer de las condiciones de contorno apropiadas para este análisis.

Los techos potencia y generación de las distintas tecnologías renovables, además de ser una condición de contorno fundamental para la búsqueda de sistemas de

¹ El alcance del proyecto se limita a la España peninsular.

generación con la máxima contribución renovable, determinando tanto los valores totales de la potencia a instalar con las distintas tecnologías así como su distribución espacial, constituyen en sí mismos un resultado técnico de gran relevancia que debería estar en la base de cualquier proceso de planificación energética. Por todos estos motivos, yendo más allá del alcance del proyecto, decidimos centrar los esfuerzos en la elaboración de unos techos de potencia y generación lo más completos, congruentes y homogéneos posible, intentando no excluir a priori a ninguna opción tecnológica, y basándonos en un análisis de Sistema de Información Geográfica (SIG) para imponer las distintas restricciones a la implementación de las diversas tecnologías. Para garantizar la compatibilidad medio ambiental de los techos de potencia y generación obtenidos, en el análisis SIG se han excluido todos los emplazamientos con algún grado de protección, incluyendo tanto la Red Natura 2000 recientemente propuesta (LIC y ZEPA), como otros espacios naturales con algún grado de protección.

Otra contribución importante de este informe, y estrechamente relacionada con los techos de potencia y generación obtenidos, es el análisis de las distintas tecnologías y sus actuaciones, extendido a todo el territorio peninsular, y realizando una extrapolación a las condiciones representativas de estas tecnologías en el año 2050. La extrapolación tecnológica se ha realizado partiendo de la mejor tecnología actualmente disponible, y en su caso incorporando las mejoras tecnológicas que quiepa esperar estén disponibles en el horizonte considerado, pero en cualquier caso manteniendo un criterio conservador que nos conduzca a

una cota inferior de las actuaciones que cabrá esperar de estas tecnologías en el año 2050.

Sin embargo, dados los recursos limitados del proyecto, no ha sido posible tratar todas las tecnologías con el mismo grado de detalle, y se ha invertido un mayor esfuerzo en aquellas cuya potencial contribución se intuía mayor. Las tecnologías cuyos techos de potencia y generación se han evaluado son: eólica terrestre y marina, solar termoeléctrica, fotovoltaica integrada en edificación, fotovoltaica azimutal, biomasa, chimenea solar, geotérmica, olas, e hidroeléctrica. De igual forma, los recursos limitados del proyecto nos han obligado a limitar el análisis SIG a una primera aproximación obtenida de unos criterios preliminares de desarrollo de las diversas tecnologías. Creemos que los resultados obtenidos proporcionan ya una buena descripción de estos techos de potencia y generación (y de cualquier forma la primera disponible con este grado de detalle), pero en algunos casos podría requerirse un análisis paramétrico más detallado de los criterios para acotar con más precisión los techos de potencia y generación.

En este informe en primer lugar se recopilan y desarrollan escenarios de población y demanda energética para el año 2050, basándonos en la medida de lo posible en escenarios ya elaborados por otras instituciones. Posteriormente se presentan tanto la situación actual como los principales escenarios de desarrollo de las energías renovables en la España peninsular, a fin de que actúen como referente frente a los resultados obtenidos. A continuación se procede a realizar un análisis de las distintas

12 tecnologías consideradas para extrapolar una situación conservadora del estado de las mismas en el año 2050 y evaluar sus actuaciones. Finalmente se procede a desarrollar los techos de potencia y generación de las distintas tecnologías, según los parámetros y actuaciones tecnológicas anteriormente presentados, e imponiendo mediante una herramienta SIG los criterios de uso de suelos.

En el marco del proyecto también se ha desarrollado una extensa información de escenarios de costes de las tecnologías y valoraciones de costes de la electricidad producida con las distintas tecnologías y en los distintos emplazamientos peninsulares. Sin embargo, y dada la extensión que ha adquirido este trabajo, hemos optado por no incluir aquí esta información.

En un principio, el alcance del proyecto estaba limitado a analizar las opciones de un sistema de *generación eléctrica* para la España peninsular con una gran contribución de energías renovables. Sin embargo, a la vista de los resultados obtenidos para los techos de potencia, se consideró interesante hacer una primera extensión de los resultados al abastecimiento de energía total. Con este fin se ha desarrollado también un escenario de demanda de energía total y se ha procedido a comparar dicha demanda con la capacidad de generación de las energías renovables, sin entrar en detalles de cual debería ser el vector energético adecuado para acoplar capacidad de generación y demanda.

Todo el análisis de actuaciones de las distintas tecnologías y de determinación de los techos de potencia se ha realizado y se han obtenido resultados a nivel provincial. Sin embargo, habida cuenta de la gran can-

tidad de información generada, a menudo se presentan los resultados agregados a nivel de CCAA.

El análisis de este proyecto se ha limitado a la España peninsular por acotar su alcance. Creemos que los resultados obtenidos a nivel peninsular ya son representativos de cuales son los criterios principales que deberían guiar nuestro modelo de desarrollo energético, pero realmente son más restrictivos en cuanto a alcanzar una gran contribución de energías renovables de lo que cabe esperar como situación probable para el 2050, en cuyo horizonte, las interconexiones energéticas con el resto de Europa y con el norte de África facilitarán un mejor acoplamiento entre capacidad de generación renovable y demanda. En definitiva, estas interconexiones eléctricas repercutirán en una reducción del requerimiento de sobredimensionado de la capacidad de generación para satisfacer el acoplamiento temporal entre demanda y generación, conduciendo, por tanto, a un incremento del factor de capacidad de la capacidad de generación renovable instalada, y por tanto a una reducción de los costes de la electricidad generada.

En la Tabla 1 mostramos los techos de potencia y generación peninsulares de las distintas tecnologías consideradas y obtenidos en este proyecto, así como los porcentajes de ocupación del territorio peninsular que estarían asociados a implementar estos techos y los porcentajes de cobertura de la demanda eléctrica peninsular y demanda total (proyectadas para el 2050) que proporcionaría el desarrollo de dicho potencial. Se presenta también en la misma tabla las demandas eléctrica y de energía total proyectadas para el 2050 en la España peninsular.

Tabla 1 Techos de potencia y generación peninsular

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TWh/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		1525			
Demanda eléctrica		280			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	16.6	30.7	11.0	2.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	2.5	0.5	
Eólica terrestre (CF datos CNE)***	915.1	1902	679.3	124.7	56.64
Eólica terrestre (CF Weibull)***	915.1	2285	816.1	149.8	56.64
Eólica marina	164.8	334.0	119.3	21.9	
Fotovoltaica integrada	494.5	569.3	203.3	37.3	
Fotovoltaica azimutal	708.4	1382.0	493.6	90.6	8.82
Biomasa residual y biogas	7.3	50.9	18.2	3.3	
Cultivos energéticos	4.7	35.2	12.6	2.3	6.34
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)****	1.9	14.4	5.1	0.92	33
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	5.1	38.2	13.6	2.5	5.73
Monte bajo (p < 4%)*****	1.3	9.4	3.4	0.6	5.42
Monte bajo (p < 10%)	2.3	17.2	6.1	1.1	9.43
Biomasa total (menor pendiente)	15.2	109.8	39.2	7.2	14.09
Biomasa total (mayor pendiente)	19.5	141.5	50.5	9.3	21.50
Solar termoeléctrica	2738.8	9897.0	3534.6	649.0	13.26
Chimenea solar	324.3	836.0	298.6	54.8	14.60
Olas	84.4	296.0	105.7	19.4	
Geotérmica HDR*****	2.5	19.5	7.0	1.3	0.0002

* Se corresponde con los objetivos para 2010 de (PFER, 1999). No se añade ocupación de terreno por no haberse evaluado en el marco de este proyecto. La ocupación de terreno corresponde a los embalses actualmente ya existentes. ** Elaborado a partir de los objetivos para 2010 de (PFER, 1999) adaptando los rendimientos de conversión.

*** La ocupación del terreno mostrada se corresponde con la de los parques eólicos. Sin embargo debe tenerse en cuenta que un parque eólico con las densidades de potencia y el tamaño de máquina considerados, permite simultaneidad de usos de el terreno del parque con otras aplicaciones. En la eólica se proporcionan dos techos de generación asociados a dos métodos de cálculo del factor de capacidad. Por falta de disponibilidad de datos eólicos representativos para cada provincia, los techos de generación se han evaluado mediante los factores de capacidad registrados por la CNE en el año 2003, y mediante distribuciones de potencial eólico valoradas como representativas de los emplazamientos tipo. El gran parecido de ambos resultados, y el hecho de que representa el techo de generación de una implementación eólica a gran escala (los emplazamientos muy buenos son minoritarios y ya están ocupados), permite ver estos resultados como una buena estimación conservadora de la capacidad de generación.

**** Tanto en los cultivos forestales de rotación rápida (CFRR) como en el aprovechamiento del monte bajo, la pendiente máxima del terreno para la explotación del recurso ha resultado ser un factor importante para la obtención de los techos. Para mostrar su efecto, se muestran resultados de techos para dos pendientes, la menor correspondería a una aplicación actual directa, y la segunda requeriría el desarrollo de maquinaria apropiada.

***** En la geotérmica HDR, el área de ocupación indicada corresponde a la estimación de equipos en superficie, pero el aprovechamiento de área de flujo geotérmico correspondería al 63,6% de la superficie peninsular.

14 De los resultados presentados en esta tabla se pueden extraer importantes conclusiones:

Lo primero que salta a la vista es la gran capacidad de generación de las tecnologías renovables en su conjunto, con algunas de ellas alcanzando por sí mismas un techo de generación superior (y en algunos casos muy superior) a las demandas, tanto de energía eléctrica como total, y por lo general ocupando un porcentaje relativamente pequeño de la superficie peninsular. Debemos recalcar que en la determinación de los techos de potencia y generación se han excluido ya todas las zonas con algún carácter de protección de espacio natural (28% del territorio peninsular), y los usos del terreno incompatibles con la implementación de las tecnologías en cuestión.

Si sumáramos todos los techos de las distintas tecnologías presentados en la tabla anterior, obtendríamos una cota superior del techo total de generación basado en tecnologías renovables (15.798 TW.h/a). Empleamos el término “cota superior” por corresponder a un techo, y por poder existir intersecciones en usos de espacios entre las distintas tecnologías. Sin embargo, dadas las restricciones impuestas en el uso del suelo para el análisis de cada uno de los techos de potencia, las intersecciones entre tecnologías están bastante limitadas. En efecto, incluso las intersecciones con la eólica terrestre, que es la tecnología que ocupa un mayor porcentaje del territorio, son poco relevantes por poder coexistir en el mismo territorio la eólica terrestre con otras tecnologías como la biomasa, e incluso con la solar (dada la baja densidad de potencia eólica instalada y el tamaño de las máquinas empleadas, las pérdidas por sombreado de los aeroge-

neradores sobre los colectores solares serían muy limitadas). Esta cota superior del techo de generación con renovables representa una capacidad de generación de 56,42 veces la demanda peninsular de electricidad para el 2050, o de 10,36 veces la demanda de energía total peninsular para el 2050.

Con una abundancia tan grande de capacidad de generación con energías renovables, y dadas las fuertes restricciones ambientales que ha alcanzado nuestro modelo energético actual, parece una irresponsabilidad no planificar el desarrollo de nuestro modelo energético encaminándolo directamente y de forma racional hacia un sistema 100% renovable. En este sentido es importante tener presente que la capacidad de inversión en el sistema energético es limitada, y por tanto decisiones erróneas en la actualidad pueden hipotecar durante varios años la posibilidad de redirigir el sistema energético en la dirección adecuada.

Otra conclusión que se desprende de los resultados de la Tabla 1 es que en nuestro país los recursos renovables dominantes son, con mucha diferencia, los asociados a las tecnologías solares. Y esta conclusión entra en claro contraste con los objetivos oficiales de desarrollo de las tecnologías renovables, como el PFER, en los cuales estas tecnologías solares no están reflejadas en la magnitud que correspondería a su contribución potencial (de hecho algunas están marginalmente consideradas y otras ni aparecen). Y de entre las tecnologías solares destacan las centrales termosolares, que con factores de capacidad anual entre el 52% y el 20% según el emplazamiento (15 horas de almacenamiento) proporcionan una abundante y estable capacidad de generación.

Esta conclusión es, totalmente coherente con el tópico de que en España lo que hay es sol, y esperamos que a raíz de análisis detallados como el aquí presentado, en el que se realiza una comparación coherente entre los distintos recursos disponibles, pueda empezar a ser realmente internalizada en los procesos de planificación energética.

También llama la atención la capacidad de generación asociada a tecnologías actualmente no incorporadas en el PFER, como es la energía de las olas y la geotérmica de roca seca (HDR). El análisis desarrollado con estas dos tecnologías tiene un carácter menos detallado que el llevado a cabo con otras, pero a la vista de los resultados obtenidos muestra un potencial muy elevado en la tecnología de las olas, y un potencial del orden de tres veces el de la mini hidráulica para la geotérmica de roca seca, con un elevado factor de capacidad.

Respecto a la eólica terrestre, podemos observar que el techo de potencia es muy superior a los objetivos actuales de desarrollo de esta tecnología, pero los requerimientos de superficie para implementarlo también son los más elevados de todas las tecnologías consideradas. Si bien es cierto que con las bajas densidades de potencia consideradas para el desarrollo de estos techos de potencia, y con las características de las máquinas eólicas implicadas, el terreno empleado para desarrollar este potencial eólico puede compartir uso con otras aplicaciones, pero el desarrollo de este potencial conduciría a tener el 57% del territorio peninsular con parques eólicos, lo cual generaría un impacto visual que probablemente no resulte admisible ante la elevada disponibilidad de opciones tecnológicas, algunas de ellas con densidad de

potencia considerablemente superior. De hecho, a la vista de los resultados de ocupación de terreno presentados en la tabla anterior probablemente no quede justificado desarrollar más allá de un 10% del potencial eólico terrestre, conduciendo a una ocupación de terreno similar a la de otras tecnologías, y a una potencia instalada del orden de 6 veces la de los objetivos actuales.

La biomasa es otra tecnología que merece mención especial. En el marco de este proyecto, y con la idea previa de que la biomasa podía jugar un papel muy importante dada su capacidad de regulación de la generación, hemos realizado un esfuerzo considerable en buscar el límite superior de esta tecnología. Para ello hemos recurrido a un planteamiento integrado mediante gasificación de las distintas fuentes de biomasa para su uso en un ciclo de turbina de gas regenerativa de elevadas prestaciones, y hemos explorado al máximo las posibilidades de obtener recursos de biomasa extendiendo los límites de los cultivos energéticos respecto a lo expresado en el PFER, e introduciendo de forma generalizada los cultivos forestales de rotación rápida y el aprovechamiento energético del monte bajo. En una primera aproximación, en los criterios tecnológicos introdujimos restricciones conservadoras actuales de pendientes máximas de trabajo de los CFRR y el monte bajo, con lo que obtuvimos techos de potencia relativamente bajos en comparación con otras tecnologías. Posteriormente, y para verificar el efecto de la pendiente de terreno permitida, realizamos una segunda evaluación para pendientes considerablemente superiores, y aunque el incremento relativo en el techo de potencia es importante, a nivel global, comparado con otras tecnologías, la contribución potencial de

la biomasa sigue siendo relativamente pequeña. Claro está que si comparamos la contribución potencial total de la biomasa con la demanda eléctrica proyectada o con la capacidad de la gran hidroeléctrica, y a esto le añadimos su elevada capacidad de regulación (especialmente al estar implementada en un ciclo de turbina de gas regenerativo), la biomasa puede jugar un papel importante en el sistema de generación eléctrica en el contexto actual en el que aparecen las limitaciones de la red de transporte eléctrico implementada, aunque para ello requiera una ocupación de territorio relativamente elevada frente a otras tecnologías (consecuencia directa de su baja densidad de potencia). Pero no debemos olvidar que en el contexto actual, la biomasa energética también está llamada a ejercer un papel relevante en otros sectores energéticos como es el del transporte y el del abastecimiento de energía térmica en el sector edificación. Bajo esta perspectiva debemos considerarnos como un país con un limitado recurso de biomasa energética, debiendo, por tanto, proceder a un uso eficiente del mismo cubriendo los nichos espacio-temporales más críticos. También procede señalar que el orden de magnitud del techo que hemos obtenido para la biomasa es el que se encuentra más próximo a los potenciales expuestos en el PFER de todas las tecnologías analizadas.

Con una capacidad de generación renovable tan elevada, parece obvio que existen infinitas opciones para configurar un mix de generación 100% renovable con capacidad de abastecer la demanda. De hecho, incluso podría ser factible basar toda la generación eléctrica en una única tecnología. Para determinar la potencia instalada necesaria

de un mix energético es preciso realizar un análisis temporal de capacidad de generación y demanda, así como tener en cuenta las limitaciones de transporte de la red eléctrica considerada. Cuanto menor sea la diversidad tecnológica del mix energético considerado, es de esperar que el sobredimensionado requerido en el sistema de generación para satisfacer la demanda en el momento más crítico del año será mayor. Desde un punto de vista económico, el tener que recurrir a un elevado sobredimensionado del parque generador para poder regular el sistema con su exceso de capacidad de generación, trae la consecuencia directa de emplear dicho parque de generación con un factor de capacidad (CF) considerablemente inferior al que podría proporcionar si estuviera liberado de la labor de regulación, lo cual a su vez implica un incremento en los costes de la electricidad generada. Por tanto, a priori parece que la diversificación tecnológica constituye una buena estrategia, permitiendo la entrada en el sistema de generación de tecnologías con un LEC (coste normalizado de la electricidad) superior, pero que pueden conducir a un menor LEC total del parque generador en su conjunto al requerir un menor sobredimensionado del mismo.

En la segunda parte de este proyecto se acometerá este análisis con mayor grado de detalle, pero a modo previo resulta interesante tener alguna idea previa de la configuración requerida de un parque de generación para cubrir el 100% de la demanda eléctrica. Con la filosofía de diversificación tecnológica anteriormente comentada, en la Tabla 2 mostramos una posible mix tecnológico con capacidad de generación del 180% de la demanda eléctrica proyectada

(aproximación del sobre-dimensionado requerido para regular el sistema en el caso de emplear como sistema de distribución una red eléctrica), es decir, asumiendo un rendimiento del sistema de regulación-transporte del 56%. Con una potencia pico instalada de 180 GW este sistema de generación ocuparía tan solo el 5,3% de la superficie peninsular. En la misma tabla se muestra el porcentaje de desarrollo requerido del techo de cada tecnología anteriormente expuesto para implementar este parque generador. Un par de anotaciones para matizar estos resultados:

· Hemos considerado una reducción de actuaciones proporcional a uso recurso, pero realmente al emplear los mejores emplazamientos, que evidentemente serían los primeros en desarrollarse, la ocupación del territorio sería incluso inferior a la mostrada en esta tabla.

- Hemos presentado un mix que de cabida a todas las tecnologías, pero empleando las tecnologías de mayor densidad energética se podría reducir significativamente el requerimiento de superficie (siempre y cuando la reducción de variedad tecnológica no condujera a un gran incremento en requerimiento de sobredimensionado de potencia).
- Respecto a los CFRR y al aprovechamiento del monte bajo hemos asumido los techos asociados a las menores pendientes de explotación del terreno.

En el caso de plantearnos el abastecimiento del 100% de la demanda energética total en el 2050 con energías renovables resulta evidente que habría que introducir algún otro sistema de distribución energética adicional, o incluso reemplazando totalmente, a la red eléctrica de transporte. Este sistema de

Tabla 2 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda eléctrica peninsular, con un sobre dimensionado de capacidad generadora del 178% (rendimiento de regulación-transporte del 56%)

	Potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda eléctrica		280		
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica terrestre (CF Weibull)	27.5	68.55	3.0	1.70
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	24.7	28.5	5.0	
Fotovoltaica azimutal	14.2	27.6	2.0	0.18
Biomasa residual y biogas**	5.8	40.7	80.0	
Cultivos energéticos	0.9	7.0	20.0	1.27
Cultivos forestales de rotación rápida	0.4	2.9	20.0	0.47
Monte bajo	0.3	1.9	20.0	1.18
Biomasa total	7.4	52.5		2.82
Solar termoeléctrica	54.8	197.9	2.0	0.27
Chimenea solar	6.5	16.7	2.0	0.29
Olas	8.4	29.6	10.0	
Geotérmica HDR	1.0	7.8	40.0	
Totales renovables	180	500		53

Tabla 3 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda energética total peninsular, suponiendo un sistema de regulación y transporte con 100% de rendimiento (cota inferior del sistema de generación necesario)

	Potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		1525		
Hidroeléctrica (P > 10 MW)*	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica terrestre (CF Weibull)	91.5	228.5	10.0	5.66
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	49.5	56.9	10.0	
Fotovoltaica azimutal	70.8	138.2	10.0	0.88
Biomasa residual y biogas**	7.3	50.9	10	
Cultivos energéticos	1.9	14.1	40.0	2.54
Cultivos forestales de rotación rápida	0.8	5.7	40.0	0.93
Monte bajo	0.5	3.8	40.0	2.17
Biomasa total	10.4	74.4		5.64
Solar termoeléctrica	240.8	870.3	8.8	1.17
Chimenea solar	6.5	16.7	2.0	0.29
Olas	16.9	59.2	20.0	
Geotérmica HDR	1.2	9.8	50.0	0.0001
Totales renovables	523	152		13.6

Tabla 4 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda energética total peninsular, suponiendo un sistema de regulación y transporte con 80% de rendimiento

	Potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		1525		
Hidroeléctrica (P > 10 MW) *	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica terrestre (CF Weibull)	91.5	228.5	10.0	5.66
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	49.5	56.9	10.0	
Fotovoltaica azimutal	70.8	138.2	10.0	0.88
Biomasa residual y biogas**	7.3	50.9	100.0	
Cultivos energéticos	1.9	14.1	40.0	2.54
Cultivos forestales de rotación rápida	0.8	5.7	40.0	0.93
Monte bajo	0.5	3.8	40.0	2.17
Biomasa total	10.4	74.4		5.64
Solar termoeléctrica	344.6	1245.3	12.6	1.67
Chimenea solar	6.5	16.7	2.0	0.29
Olas	16.9	59.2	20.0	
Geotérmica HDR	1.2	9.8	50.0	0.0001
TOTAL renovables	627	1900		14.1

distribución adicional, mediante la introducción de otro vector energético de más fácil almacenamiento y por tanto más apropiado para los otros sectores energéticos, relajaría mucho la exigencia de sobre-dimensionado para satisfacer el acoplamiento temporal de demanda y capacidad de generación. Queda fuera del alcance de este proyecto el analizar este sistema de distribución energética, pero sí nos parece adecuado esbozar los límites e implicaciones de dicho sistema de generación. En la Tabla 3 mostramos un posible mix tecnológico con capacidad de generar una cantidad de energía igual a la demanda de energía total peninsular para el 2050, es decir, asumiendo un rendimiento del 100% del sistema de transporte y regulación. Por tanto, este sistema de generación energética con una potencia pico instalada de 523 GW y ocupando un 13,6% de la superficie de la España peninsular, constituye una cota inferior del sistema de generación requerido. Si asumimos que el rendimiento global del sistema de regulación y transporte es del 80%, mediante un ligero incremento porcentual del aprovechamiento del techo de solar termoelectrónica vemos en la Tabla 4 cómo podría configurarse dicho sistema generador, con una potencia pico total de 627 GW y una ocupación del 14,1% del territorio de la España peninsular. Estos resultados nos muestran claramente la gran capacidad de acomodar las pérdidas del sistema de regulación-transporte sin ocupar cantidades exageradas de territorio que nos proporcionan los elevados techos de generación renovable de que disponemos.

Finalmente, en las 15 tablas siguientes mostramos los techos de potencia y generación en cada una de las 15 CCAA peninsulares, con indicación del porcentaje de suelo de

cada Comunidad que requeriría desarrollar dicho potencial, y con el porcentaje de cobertura de las demandas de energía eléctrica y total proyectadas para esa Comunidad en el 2050 (también indicadas en la tabla) al desarrollar cada uno de los techos de tecnologías renovables. Estos resultados son interesantes para apreciar la distribución espacial de los recursos de energías renovables en la España peninsular, así como para servir de guía al desarrollo de políticas de promoción y apoyo a las distintas tecnologías renovables en el marco de las CCAA.

Del análisis de estas tablas se desprende la conclusión de que en todas las CCAA hay recursos energéticos renovables suficientes para abastecer toda su demanda de energía eléctrica y total, siendo algunas de ellas tremendamente excedentarias en disponibilidad de recurso energético. Evidentemente de estos resultados no debería desprenderse la conclusión de que el objetivo a perseguir sea la autosuficiencia energética en cada Comunidad: un sistema energético en base peninsular siempre será más eficiente y permitirá generar electricidad a un menor coste (requiriendo un menor sobre-dimensionado para regulación) que 15 sistemas autosuficientes a nivel de CCAA. Pero sin embargo, estos resultados sí que muestran la amplia disponibilidad de recursos energéticos con una homogénea distribución geográfica en la España peninsular.

20 **Tabla 5** Techos de potencia y generación en la Comunidad de Andalucía

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		291.89			
Demanda eléctrica		41.53			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	0.51	0.96	2.3	0.3	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.16	0.49	1.2	0.2	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	157.8	371.9	895.5	127.4	55.58
Eólica terrestre (CF Weibull)	157.8	401.9	967.7	137.7	55.58
Eólica marina	28.3	57.5	138.5	19.7	
Fotovoltaica integrada	87.9	111.5	268.5	38.2	
Fotovoltaica azimutal	117.8	248.1	597.4	85.0	6.34
Biomasa residual y biogas**	1.5	10.2	24.5	3.5	
Cultivos energéticos	0.8	5.7	13.8	2.0	4.84
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.18	1.4	3.3	0.5	1.19
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.37	2.7	6.6	0.9	2.45
Monte bajo (p< 4%)	0.16	1.2	2.9	0.4	3.86
Monte bajo (p< 10%)	0.27	2.0	4.8	0.7	6.69
Biomasa total (menor pendiente)	2.6	18.5	44.5	6.3	9.89
Biomasa total (mayor pendiente)	2.9	20.7	49.7	7.1	13.98
Solar termoeléctrica	370.5	1651.0	3975.4	565.6	9.93
Chimenea solar	47.0	136.7	329.2	46.8	11.93
Olas	22.3	78.0	187.8	26.7	
Geotérmica HDR	0.39	3.1	7.3	1.0	0.0001

Tabla 6 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Aragón

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		47.2			
Demanda eléctrica		10.39			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	1.48	2.75	26.5	5.8	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.30	0.92	8.9	1.9	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	89.3	188.6	1815.2	399.6	59.00
Eólica terrestre (CF Weibull)	89.3	237.6	2286.8	503.4	59.00
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	16.8	19.2	184.8	40.7	
Fotovoltaica azimutal	65.7	126.3	1215.6	267.6	9.34
Biomasa residual y biogas**	0.4	3.1	29.5	6.5	
Cultivos energéticos	0.6	4.5	43.1	9.5	9.49
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.10	0.71	6.8	1.5	1.36
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.36	2.67	25.7	5.7	4.85
Monte bajo (p< 4%)	0.09	0.70	6.7	1.5	5.01
Monte bajo (p< 10%)	0.19	1.40	13.5	3.0	10.05
Biomasa total (menor pendiente)	1.2	9.0	86.1	19.0	15.86
Biomasa total (mayor pendiente)	1.6	11.6	111.7	24.6	24.39
Solar termoeléctrica	351.9	1265.0	12175.2	2680.1	17.50
Chimenea solar	36.1	91.9	884.5	194.7	16.81
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.24	1.9	18.5	4.1	0.0002

Tabla 7 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Asturias

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		41.26			
Demanda eléctrica		12.61			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	0.73	1.35	10.7	3.3	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.14	0.43	3.4	1.0	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	7.3	15.2	120.5	36.8	22.39
Eólica terrestre (CF Weibull)	7.3	20.8	164.9	50.4	22.39
Eólica marina	22.7	46.0	364.8	111.5	
Fotovoltaica integrada	11.3	9.9	78.5	24.0	
Fotovoltaica azimutal	5.3	7.4	58.7	17.9	4.18
Biomasa residual y biogas**	0.3	2.2	17.0	5.2	
Cultivos energéticos	0.0002	0.002	0.0	0.0	0.01
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.06	0.41	3.3	1.0	2.06
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.25	1.86	14.8	4.5	9.27
Monte bajo (p < 4%)	0.02	0.10	0.8	0.2	2.13
Monte bajo (p < 10%)	0.07	0.50	4.0	1.2	8.73
Biomasa total (menor pendiente)	0.4	2.7	21.1	6.5	4.20
Biomasa total (mayor pendiente)	0.6	4.5	35.8	10.9	18.01
Solar termoelectrica	44.3	83.0	658.2	201.2	11.18
Chimenea solar	6.6	12.4	98.3	30.1	13.80
Olas	8.4	29.4	233.5	71.4	
Geotérmica HDR	0.03	0.24	1.9	0.6	0.0001

Tabla 8 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Cantabria

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		21.09			
Demanda eléctrica		4.13			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	0.15	0.28	6.8	1.3	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.06	0.18	4.4	0.9	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	3.8	7.8	188.9	37.0	23.30
Eólica terrestre (CF Weibull)	3.8	10.7	259.1	50.7	23.30
Eólica marina	5.4	11.0	266.3	52.2	
Fotovoltaica integrada	7.8	7.2	174.3	34.1	
Fotovoltaica azimutal	2.7	4.0	96.9	19.0	4.21
Biomasa residual y biogas**	0.08	0.52	12.6	2.5	
Cultivos energéticos	0.00	0.01	0.2	0.0	0.10
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.031	0.23	5.6	1.1	2.46
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.11	0.79	19.1	3.7	8.77
Monte bajo (p < 4%)	0.010	0.10	2.4	0.5	2.26
Monte bajo (p < 10%)	0.037	0.30	7.3	1.4	7.67
Biomasa total (menor pendiente)	0.1	0.9	20.8	4.1	4.82
Biomasa total (mayor pendiente)	0.2	1.6	39.2	7.7	16.54
Solar termoelectrica	34.0	80.0	1937.0	379.3	15.99
Chimenea solar	3.1	6.3	152.5	29.9	13.03
Olas	2.9	10.1	245.1	48.0	
Geotérmica HDR	0.02	0.13	3.1	0.6	0.0001

Tabla 9 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Castilla y León

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		95.46			
Demanda eléctrica		18.48			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	5.42	10.04	54.3	10.5	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.44	1.37	7.4	1.4	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	188.2	374.2	2024.9	392.0	58.23
Eólica terrestre (CF Weibull)	188.2	426.1	2305.7	446.4	58.23
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	35.8	40.7	220.2	42.6	
Fotovoltaica azimutal	173.4	332.5	1799.2	348.3	12.82
Biomasa residual y biogas**	1.2	8.6	46.4	9.0	
Cultivos energéticos	1.5	10.9	58.8	11.4	10.63
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.63	4.69	25.4	4.9	4.61
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	1.13	8.44	45.7	8.8	7.53
Monte bajo (p< 4%)	0.26	1.90	10.3	2.0	6.29
Monte bajo (p< 10%)	0.39	2.90	15.7	3.0	8.82
Biomasa total (menor pendiente)	3.6	26.0	140.9	27.3	21.53
Biomasa total (mayor pendiente)	4.2	30.8	166.6	32.2	26.98
Solar termoeléctrica	639.8	2258.0	12218.6	2365.4	15.83
Chimenea solar	74.1	187.0	1011.9	195.9	17.48
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.43	3.4	18.5	3.6	0.0002

Tabla 10 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Castilla-La Mancha

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		69.67			
Demanda eléctrica		13.67			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	0.40	0.75	5.5	1.1	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.13	0.42	3.1	0.6	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	182.8	338	2472.6	485.1	68.72
Eólica terrestre (CF Weibull)	182.8	435.6	3186.5	625.2	68.72
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	37.4	44.7	327.0	64.2	
Fotovoltaica azimutal	150.1	300.1	2195.3	430.7	10.96
Biomasa residual y biogas**	0.58	4.07	29.8	5.8	
Cultivos energéticos	1.1	8.29	60.6	11.9	9.56
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.20	1.47	10.8	2.1	1.83
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.44	3.28	24.0	4.7	4.08
Monte bajo (p< 4%)	0.24	1.80	13.2	2.6	7.98
Monte bajo (p< 10%)	0.34	2.50	18.3	3.6	11.41
Biomasa total (menor pendiente)	2.1	15.6	114.3	22.4	19.37
Biomasa total (mayor pendiente)	2.5	18.1	132.7	26.0	25.05
Solar termoeléctrica	437.6	1692.0	12377.5	2428.6	12.75
Chimenea solar	54.1	142.5	1042.4	204.5	15.12
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.43	3.4	25.0	4.9	0.0002

Tabla 11 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Cataluña

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		257.25			
Demanda eléctrica		53.78			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	1.97	3.65	6.8	1.4	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.31	0.95	1.8	0.4	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	52.8	113.9	211.8	44.3	52.48
Eólica terrestre (CF Weibull)	52.8	143.8	267.4	55.9	52.48
Eólica marina	20.2	41.0	76.2	15.9	
Fotovoltaica integrada	78.5	89.7	166.8	34.9	
Fotovoltaica azimutal	19.0	37.2	69.2	14.5	4.07
Biomasa residual y biogas**	0.66	4.57	8.5	1.8	
Cultivos energéticos	0.16	1.21	2.2	0.5	2.78
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.15	1.10	2.0	0.4	2.88
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.6	4.20	7.8	1.6	10.59
Monte bajo (p < 4%)	0.048	0.40	0.7	0.2	3.46
Monte bajo (p < 10%)	0.13	0.90	1.7	0.3	8.97
Biomasa total (menor pendiente)	1.0	7.3	13.5	2.8	9.12
Biomasa total (mayor pendiente)	1.5	10.9	20.2	4.2	22.34
Solar termoelectrica	153.0	577.0	1072.9	224.3	11.70
Chimenea solar	15.7	40.8	75.9	15.9	10.86
Olas	5.4	18.9	35.1	7.3	
Geotérmica HDR	0.18	1.4	2.6	0.5	0.0002

Tabla 12 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Valencia

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		171.56			
Demanda eléctrica		28.57			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	0.5	0.87	3.0	0.5	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.05	0.14	0.5	0.1	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	44.0	92.5	323.8	53.9	60.06
Eólica terrestre (CF Weibull)	44.0	118.7	415.5	69.2	60.06
Eólica marina	52.1	105.7	370.0	61.6	
Fotovoltaica integrada	60.3	73.7	258.0	43.0	
Fotovoltaica azimutal	15.6	31.4	109.9	18.3	3.77
Biomasa residual y biogas**	0.30	2.1	7.4	1.2	
Cultivos energéticos	0.039	0.29	1.0	0.2	1.34
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.027	0.20	0.7	0.1	0.88
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.11	0.83	2.9	0.5	3.60
Monte bajo (p < 4%)	0.042	0.30	1.1	0.2	4.93
Monte bajo (p < 10%)	0.123	0.90	3.2	0.5	14.32
Biomasa total (menor pendiente)	0.4	2.9	10.2	1.7	7.15
Biomasa total (mayor pendiente)	0.6	4.1	14.5	2.4	19.26
Solar termoelectrica	79.6	320.0	1120.1	186.5	8.24
Chimenea solar	10.7	29.0	101.5	16.9	10.26
Olas	3.9	13.6	47.5	7.9	
Geotérmica HDR	0.13	1.0	3.6	0.6	0.0002

Tabla 13 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Extremadura

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		41.21			
Demanda eléctrica		5.44			
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	1.81	3.35	61.6	8.1	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.06	0.19	3.5	0.5	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	76.3	153.8	2827.2	373.2	55.06
Eólica terrestre (CF Weibull)	76.3	183.9	3380.5	446.3	55.06
Eólica marina		0.0	0.0		
Fotovoltaica integrada	14.1	17.7	325.4	43.0	
Fotovoltaica azimutal	82.4	163.7	3009.2	397.2	11.04
Biomasa residual y biogas**	0.30	2.08	38.2	5.0	
Cultivos energéticos	0.29	2.16	39.7	5.2	4.10
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.08	0.56	10.3	1.4	1.25
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.15	1.15	21.1	2.8	2.52
Monte bajo (p< 4%)	0.125	0.90	16.5	2.2	6.69
Monte bajo (p< 10%)	0.175	1.30	23.9	3.2	9.14
Biomasa total (menor pendiente)	0.8	5.7	104.8	13.8	12.04
Biomasa total (mayor pendiente)	0.9	6.7	123.0	16.2	15.76
Solar termoeléctrica	158.3	630.0	11580.9	1528.8	9.38
Chimenea solar	27.6	76.8	1411.8	186.4	14.74
Olas		0.0	0.0		
Geotérmica HDR	0.17	1.36	25.0	3.3	0.0001

Tabla 14 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Galicia

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		105.56			
Demanda eléctrica		22.23			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	3.34	6.18	27.8	5.9	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.18	0.57	2.6	0.5	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	45.3	103.5	465.6	98.0	49.15
Eólica terrestre (CF Weibull)	45.3	124.8	561.4	118.2	49.15
Eólica marina	30.6	62.1	279.4	58.8	
Fotovoltaica integrada	34.0	34.8	156.5	33.0	
Fotovoltaica azimutal	29.8	46.6	209.6	44.1	8.01
Biomasa residual y biogas**	0.94	6.6	29.5	6.2	
Cultivos energéticos	0.0001	0.001	0.0	0.0	0.002
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.38	2.8	12.6	2.7	5.03
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	1.12	8.3	37.5	7.9	14.92
Monte bajo (p< 4%)	0.22	1.6	7.2	1.5	7.31
Monte bajo (p< 10%)	0.44	3.2	14.4	3.0	15.31
Biomasa total (menor pendiente)	1.5	11.0	49.4	10.4	12.34
Biomasa total (mayor pendiente)	2.5	18.1	81.4	17.1	30.23
Solar termoeléctrica	204.0	532.0	2393.2	504.0	17.73
Chimenea solar	22.9	49.8	224.0	47.2	17.19
Olas	37.3	130.8	588.6	124.0	
Geotérmica HDR	0.26	2.1	9.3	2.0	0.0003

Tabla 15 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Madrid

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		219.45			
Demanda eléctrica		34.01			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	0.07	0.13	0.4	0.1	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.05	0.15	0.4	0.1	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	10.2	19.6	57.6	8.9	39.62
Eólica terrestre (CF Weibull)	10.2	26.5	77.9	12.1	39.62
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	62.7	71.4	209.9	32.5	
Fotovoltaica azimutal	14.7	27.8	81.7	12.7	11.39
Biomasa residual y biogas**	0.19	1.31	3.9	0.6	
Cultivos energéticos	0.060	0.44	1.3	0.2	6.06
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.007	0.05	0.1	0.0	0.64
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.02	0.12	0.4	0.1	1.37
Monte bajo (p < 4%)	0.016	0.10	0.3	0.0	5.69
Monte bajo (p < 10%)	0.028	0.20	0.6	0.1	9.26
Biomasa total (menor pendiente)	0.3	1.9	5.6	0.9	12.39
Biomasa total (mayor pendiente)	0.3	2.1	6.1	0.9	16.69
Solar termoelectrica	39.4	144.0	423.4	65.6	11.67
Chimenea solar	6.1	15.6	45.9	7.1	16.88
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.03	0.25	0.7	0.1	0.0001

Tabla 16 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Murcia

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		48.7			
Demanda eléctrica		5.61			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	0.04	0.06	1.1	0.1	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.02	0.07	1.2	0.1	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	23.5	51.2	912.7	105.1	65.92
Eólica terrestre (CF Weibull)	23.5	63.5	1131.9	130.4	65.92
Eólica marina	1.2	2.5	44.6	5.1	
Fotovoltaica integrada	18.3	21.1	376.1	43.3	
Fotovoltaica azimutal	18.0	34.2	609.6	70.2	7.92
Biomasa residual y biogas**	0.17	1.2	20.9	2.4	
Cultivos energéticos	0.067	0.50	8.9	1.0	4.39
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.002	0.01	0.2	0.0	0.11
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.01	0.07	1.2	0.1	0.61
Monte bajo (p < 4%)	0.001	0.01	0.2	0.0	0.21
Monte bajo (p < 10%)	0.001	0.01	0.2	0.0	0.21
Biomasa total (menor pendiente)	0.2	1.7	30.1	3.5	4.71
Biomasa total (mayor pendiente)	0.2	1.8	31.2	3.6	5.21
Solar termoelectrica	62.1	228.0	4064.2	468.2	13.01
Chimenea solar	7.6	19.8	352.9	40.7	14.83
Olas	1.2	4.0	71.9	8.3	
Geotérmica HDR	0.06	0.4	7.7	0.9	0.0002

Tabla 17 Techos de potencia y generación en la Comunidad de Navarra

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		22.19			
Demanda eléctrica		5.96			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	0.04	0.07	1.2	0.3	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.21	0.66	11.1	3.0	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	16.4	38	637.6	171.2	49.30
Eólica terrestre (CF Weibull)	16.4	43	721.5	193.8	49.30
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	7.7	7.9	132.6	35.6	
Fotovoltaica azimutal	7.8	13.5	226.5	60.8	5.85
Biomasa residual y biogas**	0.2	1.2	20.6	5.5	
Cultivos energéticos	0.09	0.7	11.7	3.2	5.27
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.04	0.33	5.5	1.5	1.91
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.24	1.78	29.9	8.0	9.92
Monte bajo (p< 4%)	0.02	0.10	1.7	0.5	3.36
Monte bajo (p< 10%)	0.06	0.40	6.7	1.8	8.90
Biomasa total (menor pendiente)	0.3	2.4	39.6	10.6	10.54
Biomasa total (mayor pendiente)	0.6	4.1	69.0	18.5	24.09
Solar termoeléctrica	61.0	188.0	3154.4	847.2	14.28
Chimenea solar	5.6	12.9	216.4	58.1	12.00
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.05	0.4	7.0	1.9	0.0002

Tabla 18 Techos de potencia y generación en la Comunidad de País Vasco

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		81.05			
Demanda eléctrica		21.77			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	0.13	0.23	1.1	0.3	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.06	0.19	0.9	0.2	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	9.1	18.3	84.1	22.6	40.85
Eólica terrestre (CF Weibull)	9.1	25.5	117.1	31.5	40.85
Eólica marina	4.2	8.4	38.6	10.4	
Fotovoltaica integrada	17.3	14.9	68.4	18.4	
Fotovoltaica azimutal	3.4	4.9	22.5	6.0	3.84
Biomasa residual y biogas**	0.36	2.5	11.5	3.1	
Cultivos energéticos	0.03	0.23	1.1	0.3	2.42
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.05	0.38	1.7	0.5	2.87
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.24	1.80	8.3	2.2	13.49
Monte bajo (p< 4%)	0.02	0.20	0.9	0.2	3.46
Monte bajo (p< 10%)	0.07	0.50	2.3	0.6	9.88
Biomasa total (menor pendiente)	0.5	3.3	15.2	4.1	8.75
Biomasa total (mayor pendiente)	0.7	5.0	23.1	6.2	25.79
Solar termoeléctrica	64.7	126.0	578.8	155.5	22.97
Chimenea solar	4.6	8.9	40.9	11.0	14.18
Olas	3.1	11.0	50.4	13.5	
Geotérmica HDR	0.03	0.3	1.2	0.3	0.0002

Tabla 19 Techos de potencia y generación en la Comunidad de La Rioja

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		11.03			
Demanda eléctrica		1.82			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	0.01	0.02	1.1	0.2	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	0.06	0.18	9.9	1.6	
Eólica terrestre (CF datos CNE)	8.1	15	824.2	136.0	52.05
Eólica terrestre (CF Weibull)	8.1	22.7	1247.3	205.8	52.05
Eólica marina			0.0	0.0	
Fotovoltaica integrada	4.7	4.9	269.2	44.4	
Fotovoltaica azimutal	2.6	4.6	252.7	41.7	3.85
Biomasa residual y biogas**	0.11	0.8	42.3	7.0	
Cultivos energéticos	0.04	0.29	15.9	2.6	5.15
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)	0.003	0.03	1.6	0.3	0.51
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	0.018	0.14	7.7	1.3	2.69
Monte bajo (p < 4%)	0.002	0.02	1.1	0.2	1.39
Monte bajo (p < 10%)	0.009	0.10	5.5	0.9	5.03
Biomasa total (menor pendiente)	0.2	1.1	61.0	10.1	7.05
Biomasa total (mayor pendiente)	0.2	1.3	71.4	11.8	12.87
Solar termoeléctrica	38.6	123.0	6758.2	1115.1	18.73
Chimenea solar	2.5	5.8	318.7	52.6	10.85
Olas			0.0	0.0	
Geotérmica HDR	0.02	0.17	9.3	1.5	0.0001

1. Introducción

En este proyecto se desarrolla un análisis técnico de las posibilidades de introducir un elevado porcentaje de energías renovables en el sistema de generación eléctrica de la España peninsular. El horizonte de análisis es el año 2050, y el objetivo último es comprobar la viabilidad de disponer en estas fechas de un mix energético del sistema eléctrico en nuestro país con una elevada participación de las energías renovables (a poder ser del 100%).

En este primer informe, partiendo de la situación actual de las energías renovables en nuestro país procedemos por un lado a agrupar y elaborar las hipótesis y escenarios de partida del proyecto, contrastándolos con otros escenarios actualmente disponibles. Por otro lado, establecemos las hipótesis tecnológicas de las distintas tecnologías renovables que vamos a incorporar en el estudio. Finalmente, procedemos a evaluar los techos de potencia y generación eléctrica de las distintas tecnologías renovables en nuestro país, partiendo de las tecnologías adoptadas como representativas del periodo de estudio, de los recursos energéticos renovables disponibles y de los usos del suelo y de espacios establecidos.

Una vez contrastado que el potencial de las energías renovables en nuestro país es significativamente superior a la proyección de demanda eléctrica para el escenario considerado, en un segundo informe presentaremos la evaluación de la viabilidad técnica de un escenario con elevada penetración renovable, partiendo de las características

temporales de la generación y la demanda, y evaluando las limitaciones introducidas por la red de transporte eléctrico.

Tanto el año objetivo de nuestro análisis (2050) como la intención de mostrar la viabilidad de un mix energético con gran penetración renovable para esas fechas, están en línea con otros escenarios o evaluaciones que han ido surgiendo recientemente.

Respecto al potencial de las tecnologías renovables para crecer mucho más allá de su situación actual para alcanzar elevados porcentajes de penetración en el mix energético a lo largo de este siglo, ya son numerosos los estudios que apuntan en esta dirección. En (Johansson T.B., et al., 2004) se presenta el uso actual de las tecnologías renovables como un 0,83% de su potencial técnico y un 4,4.10⁻⁵% de su potencial teórico, indicando una enorme capacidad de crecimiento. En esta misma referencia se muestran resultados de diversos escenarios para el año 2050 elaborados entre 1993 y el 2001, que ya apuntaban a porcentajes de penetración de las tecnologías renovables comprendidos entre el 13% y el 46% de la demanda total de energía.

Incluso en (Shell International, 2000) se presenta el desglose del potencial de las energías renovables utilizables para cubrir la demanda energética a mediados de siglo XXI que mostramos en el Gráfico 01. Como podemos observar, la capacidad técnica de las energías renovables es a nivel mundial más que capaz de abastecer la demanda

energética, si bien, según este escenario, hay dos regiones del mundo (Europa y Asia) que podrían ser deficitarias en recursos renovables y debe importar energía de otras regiones. [Ver Gráfico 01]

Escenarios más recientes, apuntan a contribuciones mayores de las renovables para mediados y final de este siglo. En el Gráfico 02 mostramos el escenario que aparece en el informe PV NET (EC DG JRC, 2004), en el cual las renovables cubrirían del orden del 50% del consumo de energía total para el 2050, y progresa hasta valores superiores al 80% en el año 2100. Otros ejemplos se encuentran en (Sawin J., 2004). [Ver Gráfico 02].

Las referencias que hemos mostrado anteriormente son relativas a la penetración de

las energías renovables en el suministro de energía primaria total. En este proyecto nos vamos a centrar en la cobertura con fuentes renovables del suministro de energía eléctrica. Los porcentajes de penetración de las energías renovables en la cobertura de la demanda eléctrica, es de esperar que sean considerablemente superiores a los de la cobertura de la demanda de energía total. Esto queda bien ilustrado por los escenarios para 2040 presentados en (EREC, 2004) que reproducimos en los dos siguientes gráficos, una para la penetración de las renovables en la cobertura de la demanda energética total, y otra para la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Como podemos ver, la penetración renovable para el 2040 de este escenario, es de un 47,7% en términos de energía total, y del 82% en términos de

Gráfico 01 Potencial de las energías renovables para satisfacer la demanda total de energía en distintas regiones del mundo (Shell International, 2000)

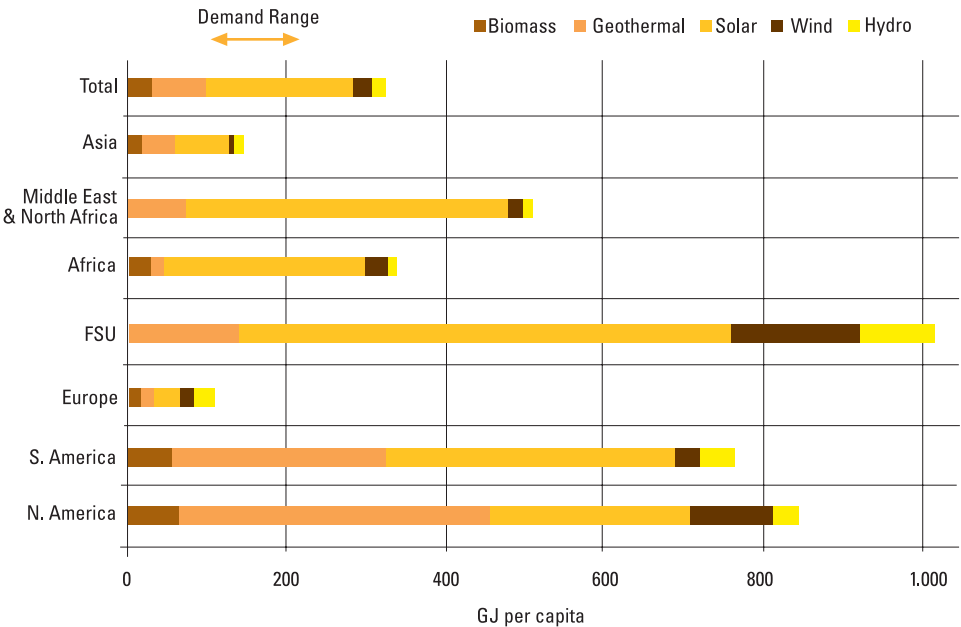
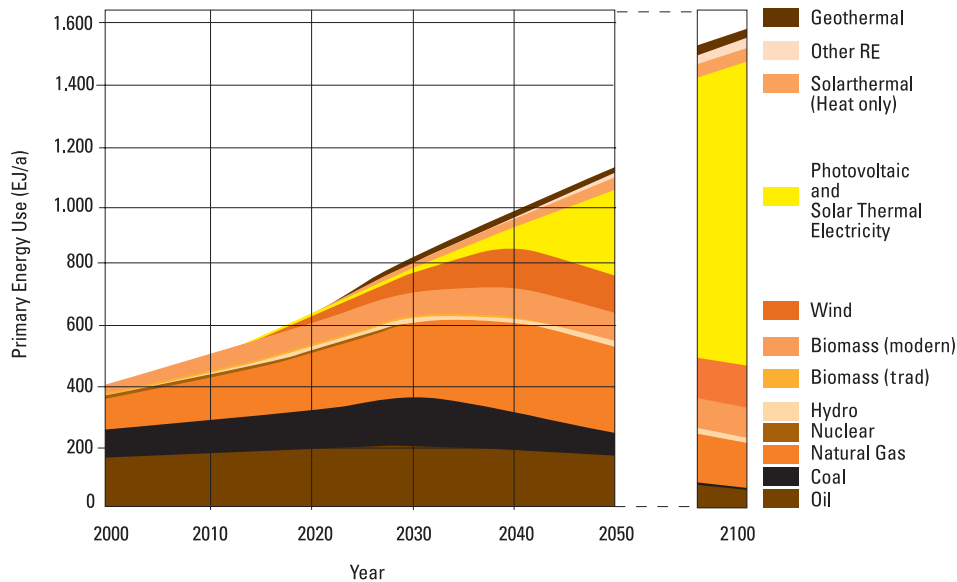


Gráfico 02 Escenario de penetración de las energías renovables a nivel mundial presentado en el informe PV NET (EC DG JRC, 2004)



energía eléctrica, y todo ello a escala mundial. Por tanto, vemos cómo pretender alcanzar un elevado potencial de cobertura renovable (tendiendo al 100%) en el mix de generación del sistema eléctrico de un país desarrollado como España para el año 2050, está en línea con los resultados de los otros escenarios que están saliendo recientemente. [Ver Gráficos 03 y 04].

Si bien parece haber consenso en los órdenes de magnitud de la penetración de las distintas tecnologías renovables a lo largo de este siglo, podemos observar cómo en cada uno de los escenarios anteriormente comentados se llega a distintos repartos entre las diversas tecnologías de energías renovables disponibles. Esto es una expresión más del exceso de potencial de las tecnologías renovables para cubrir la demanda,

dependiendo el reparto entre ellas del desarrollo en el mercado de las distintas tecnologías a lo largo de las próximas décadas. Sobre lo que sí que hay un amplio consenso es el hecho de que la solución técnico-económica óptima pasará por un mix entre distintas tecnologías renovables para aprovechar las sinergias que presentan las distintas tecnologías. De hecho, el mix concreto dependerá, además del desarrollo de los mercados internacionales, del país considerado, tanto por sus recursos renovables como por las apuestas tecnológicas que haya realizado durante estas décadas.

De hecho, no es una casualidad que todos los escenarios estén apuntando hacia penetraciones renovables del mismo orden de magnitud y en las mismas fechas. El motor principal que en la actualidad está

Gráfico 03 Escenario de penetración de las tecnologías renovables para el abastecimiento de la demanda energética total hasta el 2040 (EREC, 2004)

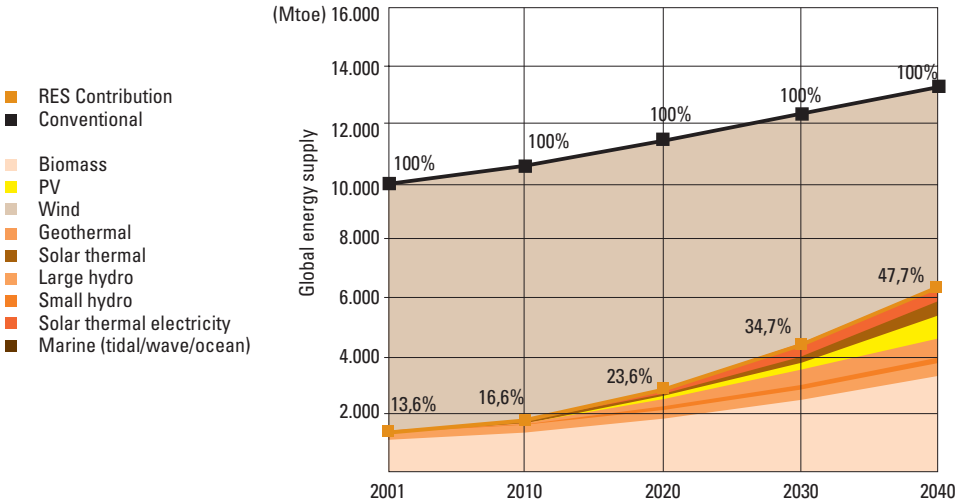
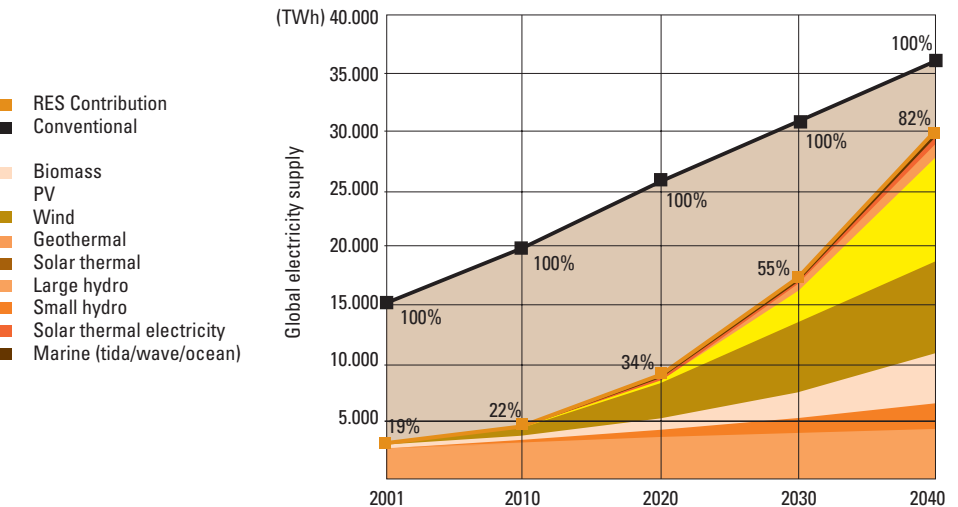


Gráfico 04 Escenario de penetración de las tecnologías renovables para el abastecimiento de la demanda energética eléctrica hasta el 2040 (EREC, 2004)



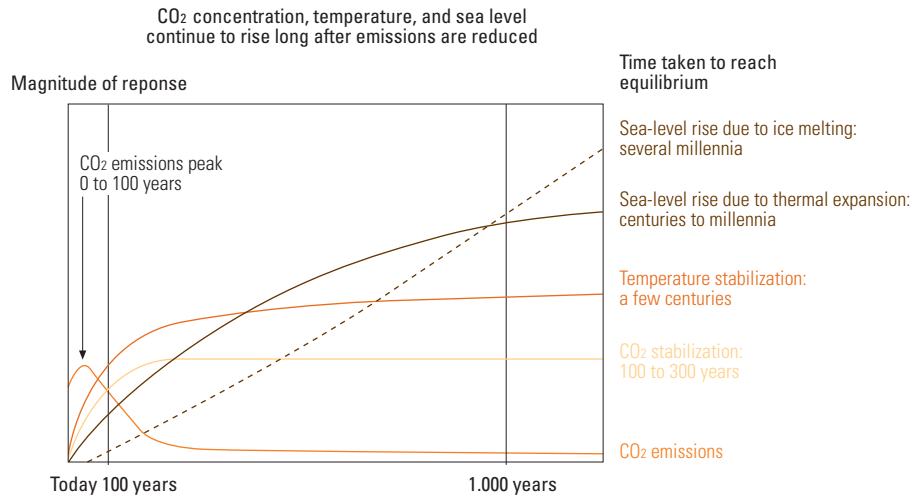
espooleando el desarrollo comercial de las tecnologías renovables es la urgencia en estabilizar las concentraciones de CO₂

atmosféricas para limitar los efectos del cambio climático a valores tolerables por el ecosistema planetario y por la sociedad.

32 En la era preindustrial teníamos una concentración atmosférica de CO₂ de 270 ppm, en la actualidad hemos superado ya las 380 ppm. A pesar de la incertidumbre asociada a los modelos de cálculo, empieza a haber un importante consenso científico sobre el límite superior permisible en el calentamiento de la atmósfera (T=2 °C a nivel planetario) para poder limitar los efectos del cambio climático a valores seguros. Si la sensibilidad a las concentraciones de CO₂ está en el límite superior de las estimaciones actuales del IPCC, entonces, el nivel máximo permitido de concentración de CO₂ en la atmósfera sería del orden de los 380 ppm superados en el 2004. Estabilizar la concentración de CO₂ en estos 380 ppm, con el ritmo de crecimiento de 3 ppm/año registrado en 2003 (un incremento del 50% respecto al año anterior), ya parece fuera

del alcance, y hay argumentos científicos para pensar que esta concentración ya traería consecuencias importantes. Desde este punto de vista, y teniendo en cuenta la lentitud de respuesta (Gráfico 05) del sistema planetario ante una reducción de las emisiones de CO₂, no debe extrañarnos que empiecen a plantearse escenarios muy acelerados de introducción de tecnologías renovables para reducir cuanto antes las emisiones de CO₂. Probablemente ya llegamos tarde, la cuestión es cómo de tarde y qué consecuencias tendrá. [Ver Gráfico 05].

Gráfico 05 Relación temporal entre la reducción de las emisiones de CO₂ y la concentración atmosférica del mismo, el incremento de temperatura y el incremento en el nivel del mar. Para conseguir estabilizar las emisiones en un valor tolerable, deben reducirse drásticamente las emisiones en las próximas décadas (IPCC)

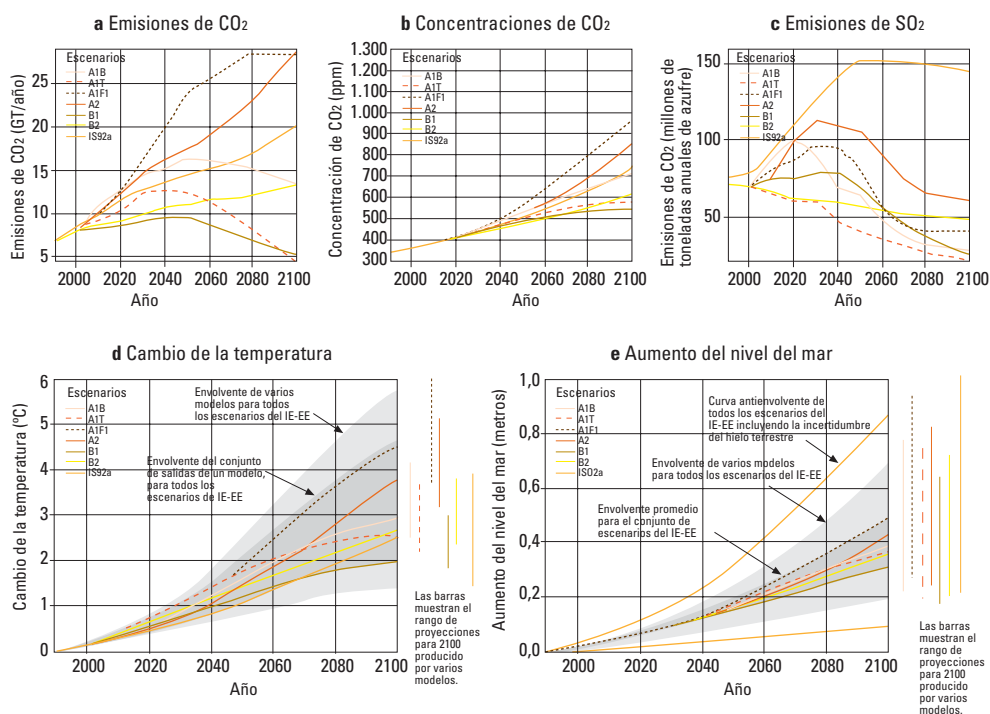


En el Gráfico 06 mostramos diversos escenarios presentados en el (IPCC, 2001) sobre reducción de emisiones y su efecto sobre concentraciones, temperaturas y nivel del mar. Como podemos observar, incluso los más drásticos, no consiguen estabilizar las emisiones de CO₂ por debajo de las 500 ppm para finales de siglo, ni acotar los incrementos de temperatura por debajo de los 2 °C (debe tenerse en cuenta que seguirá creciendo después del 2100). [Ver Gráfico 06].

Por tanto, escenarios con muy elevada penetración renovable en las próximas décadas han pasado de ser una curiosidad a convertir-

se en una auténtica necesidad, tanto más urgente cuanto más esperemos en ponerlos en práctica. En (Atkien D.W., 2003) y (Atkien D.W., et al., 2004) encontramos un planteamiento de los ritmos requeridos de introducción de las tecnologías renovables guiado por los requerimientos de transición hacia un modelo energético neutro en carbono.

Gráfico 06 Diversos escenarios sobre reducción de emisiones y su efecto sobre concentraciones, temperaturas y nivel del mar (IPCC, 2001)



34

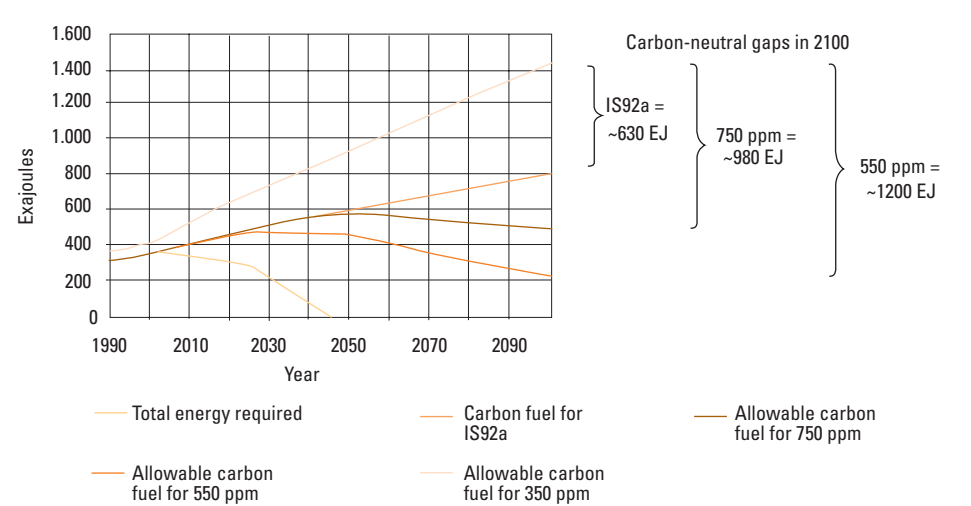
En el Gráfico 07 podemos observar cómo para estabilizar las concentraciones de CO₂ en 350 ppm sería necesario alcanzar una penetración de las energías renovables del 100% (energía total) en el año 2045, lo cual consideran ya inviable dados los ritmos de crecimiento posibles de alcanzar en la actualidad (se debería haber empezado la transición con varias décadas de antelación). Sin embargo, en estas referencias, contrastadas con la capacidad de desarrollo industrial de las distintas tecnologías renovables, se considera viable emprender sendas de penetración de las renovables que conduzcan a una estabilización de la concentración de CO₂ en el año 2100 entre 550 ppm (el doble de la era prein-

dustrial) y 750 ppm (el doble de la actual). Estabilizar la concentración en 550 ppm implicaría una penetración renovable del 83% para el año 2100, y estabilizarla en 750 ppm requeriría una penetración renovable en el 2100 del 68% (ambos en términos de energía primaria). Estas concentraciones de CO₂ probablemente ya sean excesivas, pero aun con todo, conseguir esas estabilizaciones requeriría la instalación de unos 450 MW/día o 920 MW/día de tecnologías renovables adicionalmente a la gran hidroeléctrica durante las próximas décadas para estabilizar la concentración en 750 ppm o 550 ppm respectivamente. En la Tabla 20 mostramos los requerimientos de penetración renovable en términos de

Tabla 20 Requerimientos de penetración renovable en términos de energía total para alcanzar distintas concentraciones estabilizadas a final de siglo (Aitken D.W., et al., 2004)

Año	[CO ₂]lim=550 ppm	[CO ₂]lim=750 ppm
2010	19%	16%
2020	26%	21%
2050	49%	35%

Gráfico 07 Uso máximo de combustibles derivados del carbono en el próximo siglo para alcanzar diversas concentraciones atmosféricas de CO₂ estabilizadas a final del siglo XXI (Aitken D.W., et al., 2004)



energía total para alcanzar estas concentraciones estabilizadas a final de siglo. [Ver Tabla 20 y Gráfico 07].

En el Gráfico 08, procedente de (Aitken D.W., et al., 2004), se muestra la evolución de los porcentajes de penetración renovable a lo largo de la primera mitad del siglo **xxi** para alcanzar las concentraciones estabilizadas de 550 ppm y 750 ppm, junto a diversos objetivos y escenarios. En concreto, puede observarse como la trayectoria marcada por los objetivos de Alemania, país que está liderando la transición hacia un sistema energético basado en las renovables, coincide bastante bien con los requerimientos de estabilización en estas concentraciones de CO₂. En este gráfico también se muestra la trayectoria que

en (Aitken D.W., 2003) y (Aitken D.W., et al., 2004) se considera más viable de alcanzadas las tasas de crecimiento de los recientes años y la capacidad industrial del sector de las tecnologías renovables: 10% de renovables en 2010, 20% en 2020 y 50% en 2050, estabilizando las emisiones entre 550 ppm y 750 ppm, con una penetración renovable en el 2100 del 80%. [Ver Gráfico 08].

Gráfico 08 Porcentajes de penetración renovable a lo largo de la primera mitad del siglo xxi (en términos de energía primaria), para conseguir estabilizaciones de concentración de CO₂ de 550 ppm y 750 ppm, representadas junto a distintos escenarios u objetivos, y junto a la trayectoria propuesta en esta referencia de 10% en 2010, 20% en 2020 y 50% en 2050 (Aitken D.W., et al., 2004)

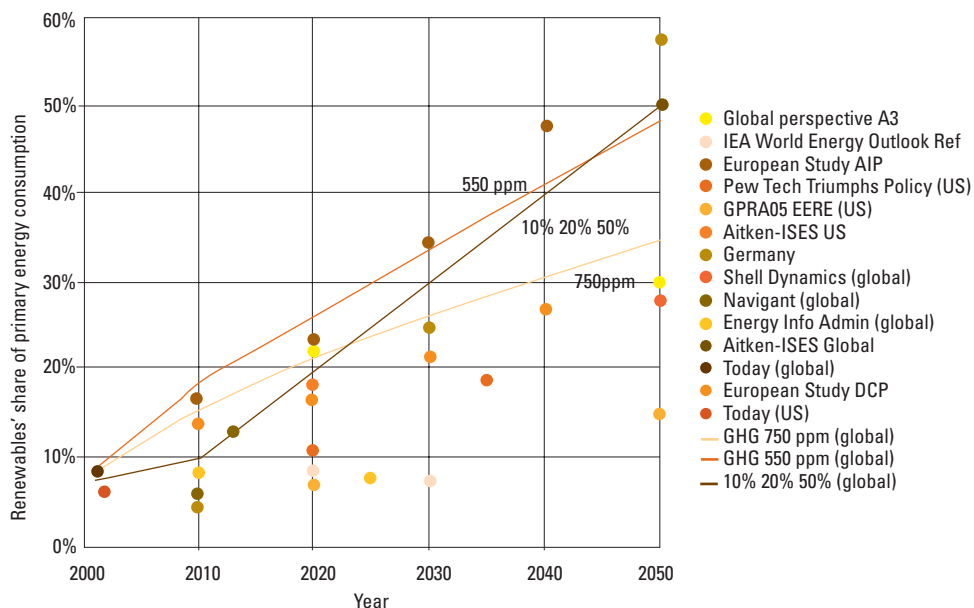
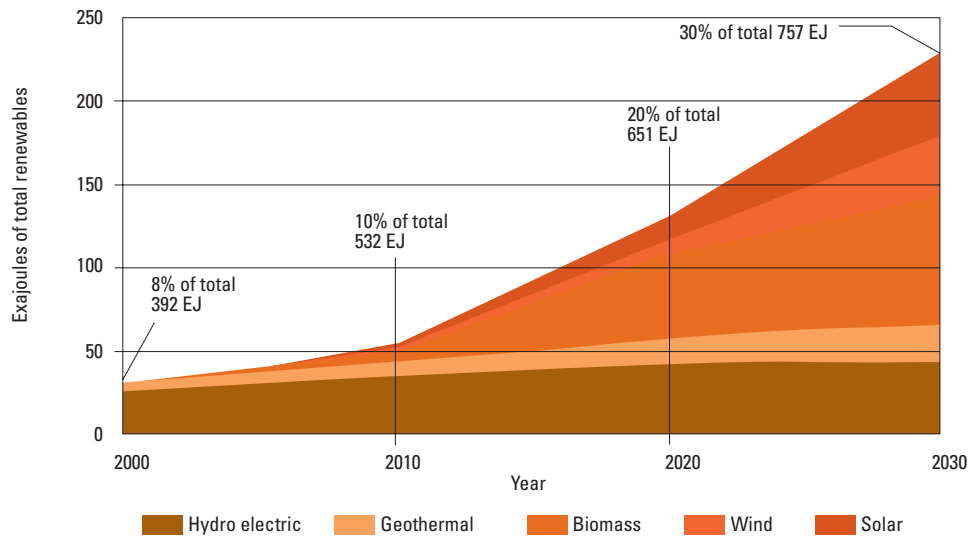


Gráfico 09 Escenarios de penetración de distintas tecnologías renovables hasta el 2030 para conseguir alcanzar el objetivo de penetración total renovable 10%/20%/50% en 2010, 2020 y 2050 respectivamente (Aitken D.W., et al., 2004)



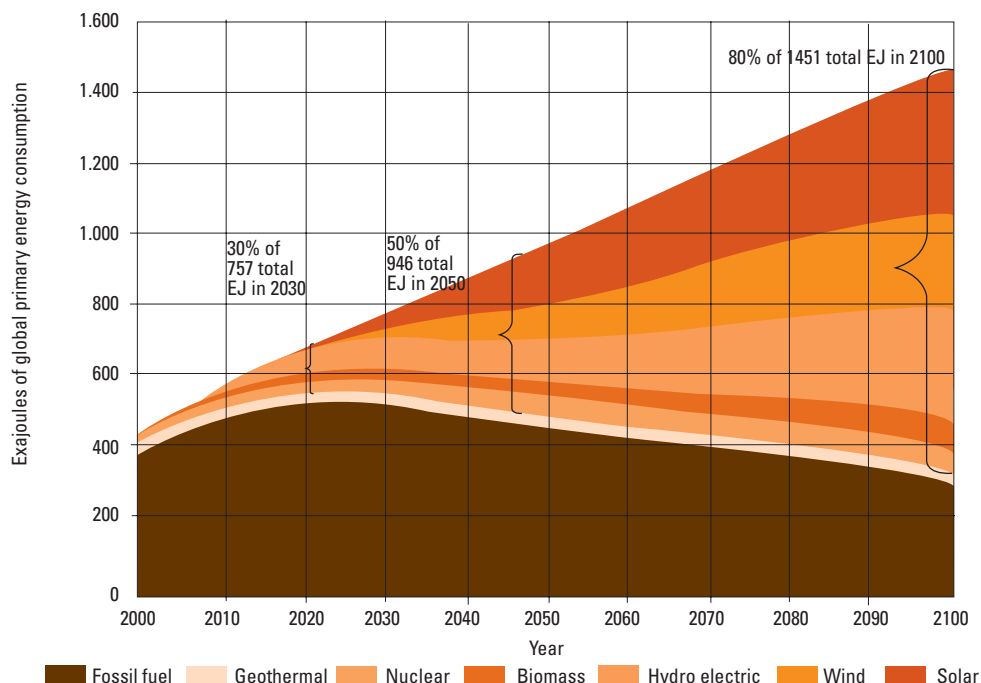
En los gráficos 09 y 10 mostramos los escenarios de introducción de las distintas tecnologías renovables presentados en (Aitken D.W., 2003) y (Aitken D.W., et al., 2004), basados en tasas de crecimiento de las distintas tecnologías contrastadas con la industria y coherentes con las tendencias de los últimos años, para conseguir estabilizar la concentración de CO₂ en la atmósfera en torno a 550 ppm en el año 2100, y siguiendo la senda propuesta de 10%/20%/50% en 2010, 2020 y 2050 respectivamente. [Ver Gráficos 09 y 10].

En el Gráfico 11 mostramos la trayectoria que se ha trazado y está siguiendo Alemania para conseguir su transición hacia un sistema energético libre de carbono. Esta senda está apoyada por un fuerte incentivo a las tecnologías renovables junto con una gran mejora en la eficiencia en el uso de la energía, y conducirá a Alemania a

porcentajes de penetración renovable del orden del 25% entorno al 2030 y del 58% en el 2050. [Ver Gráfico 11].

Sin embargo, las concentraciones a las que se apunta en las referencias anteriores pueden incluso ser excesivas para acotar los efectos del cambio climático a valores asumibles. El objetivo adoptado por la UE ya en 1996 y ratificado en numerosas ocasiones desde entonces, es estabilizar el incremento de temperatura global respecto al valor preindustrial en 2 °C. En (Meinshausen M., 2004) se presenta una valoración del riesgo de superar este sobrecalentamiento global en función de la concentración de CO₂-eq al que consigamos estabilizarnos, y de las incertidumbres asociadas a los modelos de predicción climatológica. Como vemos en el Gráfico 12 el riesgo para las concentraciones anteriormente barajadas es excesivo.

Gráfico 10 Escenarios de penetración de distintas tecnologías renovables hasta el 2100 para conseguir alcanzar el objetivo de penetración total renovable 10%/20%/50%/80% en 2010, 2020, 2050 y 2100 respectivamente, estabilizando la concentración atmosférica entorno a 550 ppm (Aitken D.W., et al., 2004)

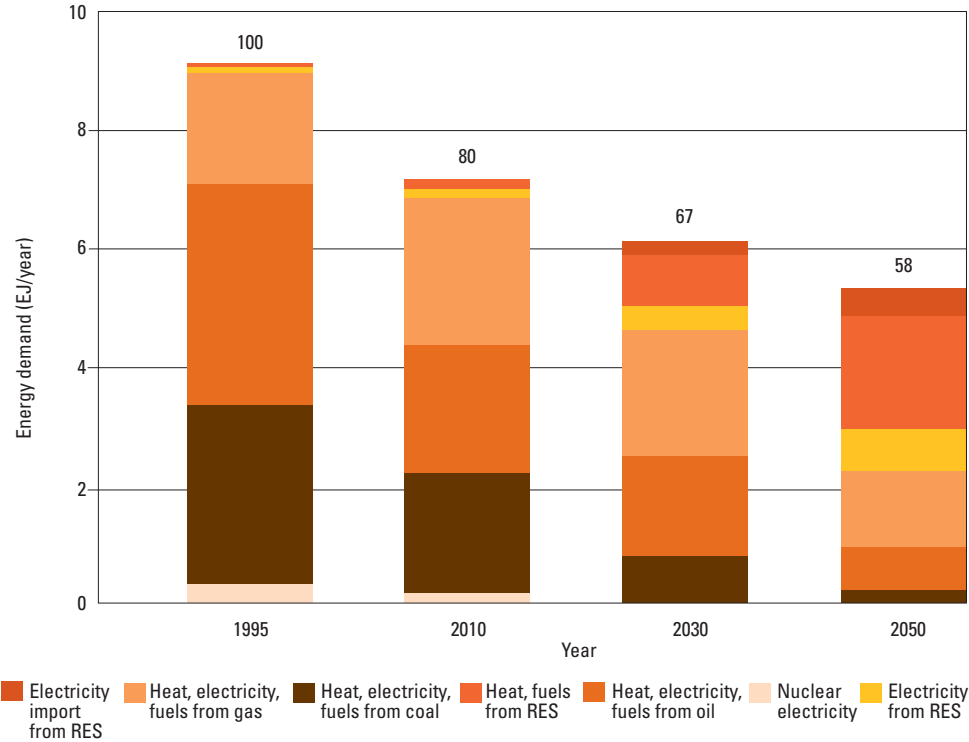


Estabilizando a 550 ppm de CO₂-eq (correspondiente a 470 ppm de CO₂) el riesgo oscila entre el 68% y el 99%, con una media de 85%, que son valores muy elevados. De hecho, con 550 ppm CO₂-eq el riesgo de superar un sobrecalentamiento global de 4 °C todavía es superior al 25%. Estabilizando a 450 ppm de CO₂-eq, el riesgo oscila entre el 26% y el 78%, con una media de 47%, que sigue siendo elevada. Sólo al estabilizar la concentración de CO₂-eq por debajo de 400 ppm (riesgo de 2-57% con media de 27%) puede empezar a considerarse probable que no superemos el sobrecalentamiento global de 2 °C. Estabilizando a 350 ppm CO₂-eq el riesgo se reduciría a

0-31% con media de 8%. De hecho, existe evidencia científica de que incluso estabilizando a 2 °C los impactos del cambio climático pueden ser grandes, por lo que de poder sería aconsejable buscar una estabilización a menores niveles de sobrecalentamiento. [Ver Gráfico 12].

Estabilizar a 550 ppm CO₂-eq, exigiría que las emisiones regresaran a los valores de 1990 para el 2050, mientras que en esa fecha las emisiones deberían ser inferiores en un 20-30% a las de 1990 para estabilizar a 450 ppm CO₂-eq, e inferiores en un 40-50% a los valores de 1990 para estabilizar en 400 ppm CO₂-eq.

Gráfico 11 Trayectoria seguida por Alemania para plasmar la transición de su modelo energético a uno basado en las tecnologías renovables (Wuppertal Institute)



Las implicaciones de estos resultados son muy contundentes. Para el año objeto de nuestro estudio (2050) debería haberse producido una reducción de las emisiones que hoy por hoy ya parece lejos de nuestro alcance. Y cuanto más se retrase el inicio de la transición del modelo energético, más bruscos (y por tanto inviables) serán los cambios requeridos. De hecho, según los resultados presentados en (Meinshausen M., 2004), retrasos de sólo 5 años ya son importantes. En el Gráfico 13 se muestra el efecto que tiene sobre la tasa de reducción de emisiones de CO₂ el retrasar 5 y 10 años la adopción de medidas para estabilizarse

en 400 ppm CO₂-eq, que como vemos pueden conducir a elevadísimas tasas de reducción entorno a 2025. [Ver Gráfico 13].

Gráfico 12 Riesgo de superar 2 °C de sobrecalentamiento global por encima del nivel preindustrial para distintas estabilizaciones de CO₂eq (Meinshausen M., 2004)

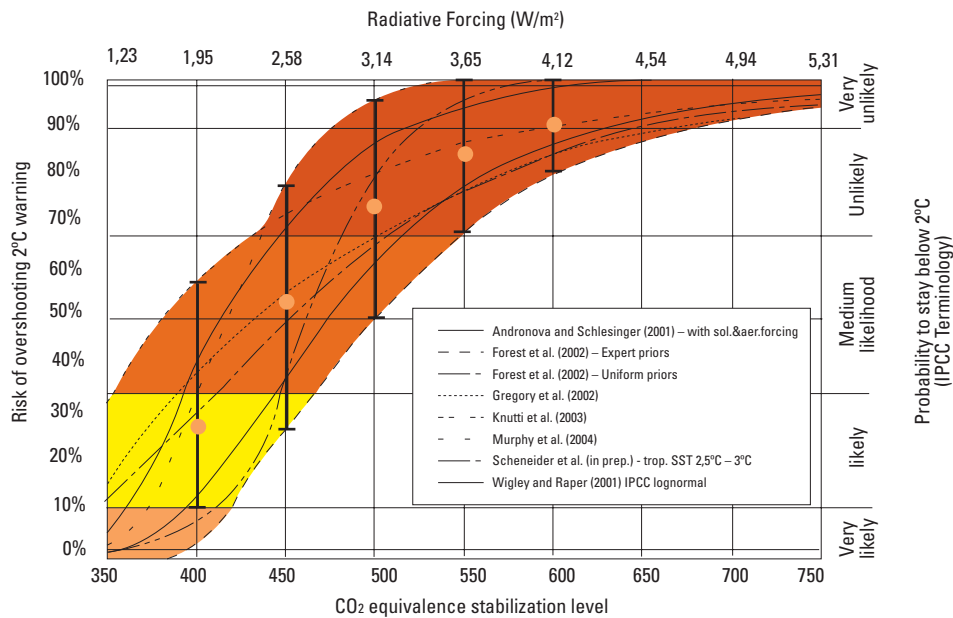
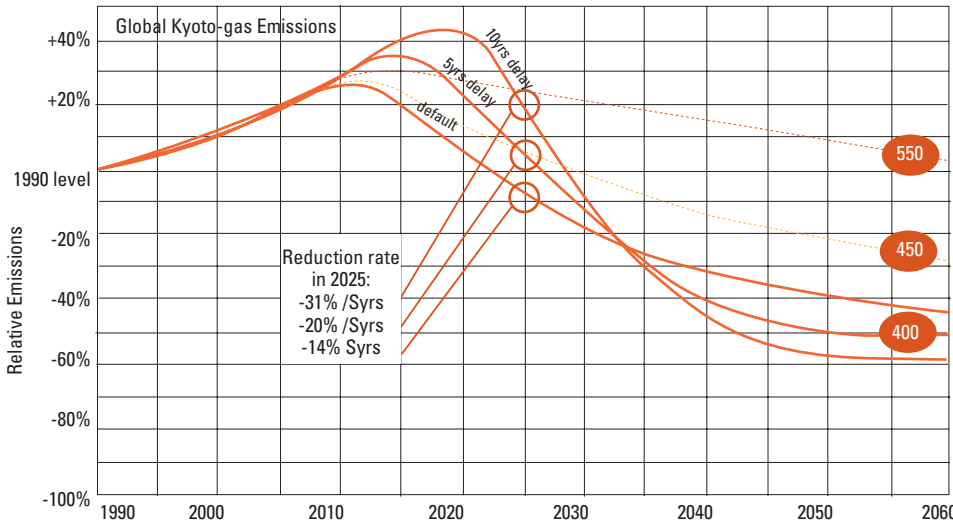


Gráfico 13 Evolución temporal de las emisiones de CO₂eq para estabilizar la concentración atmosférica en distintos valores. Para la estabilización en 400 ppm CO₂eq se muestra el efecto de retrasar 5 y 10 años la adopción de medidas efectivas (Meinshausen M., 2004)



2. Situación actual y escenarios para el 2050

Un paso previo para poder analizar la viabilidad de un sistema de generación con elevada contribución renovable en el 2050 consiste en disponer de escenarios de evolución hasta estas fechas de las variables relevantes. Por un lado la población y su demanda energética, y por otro lado las posibilidades de crecimiento de las distintas tecnologías y de las infraestructuras asociadas, condicionarán el contexto en el año horizonte del estudio planteado.

En la medida de lo posible se parte de escenarios para el 2050 ya desarrollados por otros organismos. En caso de no disponer de escenarios ya realizados se procederá introducir hipótesis sobre la situación actual para proyectar el escenario a 2050.

Un caso particular los constituyen los techos de potencia y generación de las distintas tecnologías renovables, que van a condicionar las posibilidades de satisfacer la demanda, así como el reparto espacial de la potencia instalada necesaria. Puesto que no existen techos de potencia y generación de las distintas tecnologías renovables en nuestro país coherentes con la disponibilidad del recurso y con los usos del suelo, en este punto pasamos a mencionar la información disponible, tanto del estado actual del sistema de generación, como de las proyecciones realizadas, a fin de poder servir de punto de comparación con los resultados que más adelante presentaremos de la valoración de los techos de potencia y generación desarrollados en el marco de este proyecto.

2.1. Población

La región de interés para el proyecto es la España peninsular. Los datos de población actual se han tomado de (INE (a), 2004). La población peninsular según las cifras oficiales de población del 2003 era de 39.731.441 habitantes. En el Gráfico 14 mostramos la densidad de población en el 2001 según (INE (b), 2004). [Ver Gráfico 14].

Gráfico 14 Densidad de población en 2001 (INE (b), 2004)

Año 2001

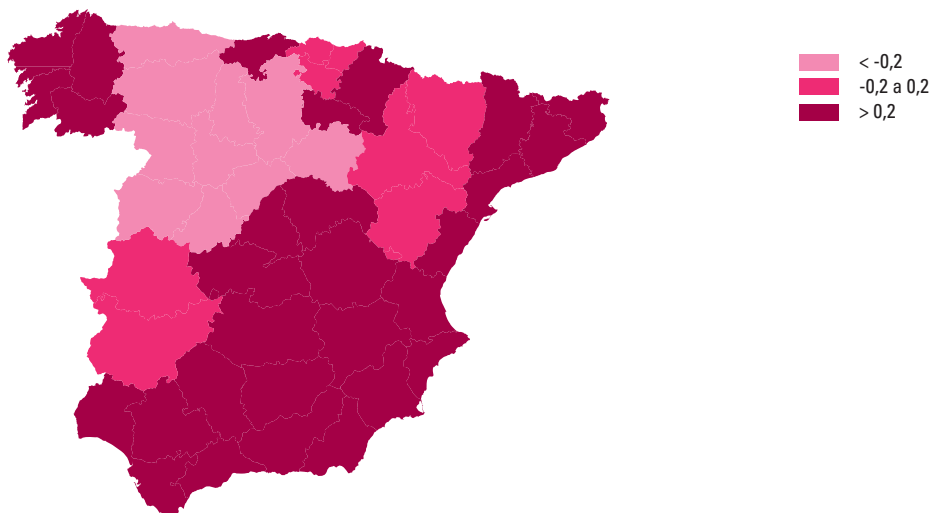


En el Gráfico 15 mostramos la tasa de crecimiento de la población por Comunidades Autónomas en el periodo 1981-2001, mientras que en el Gráfico 16 aparece dicha tasa de crecimiento por provincias, todo según (INE (b), 2004). Como vemos, las tasas de crecimiento son bajas e incluso negativas en bastantes provincias. La tendencia en los últimos 25 años ha sido de una reducción progresiva de las tasas de crecimiento anual en todas las Comunidades Autónomas. [Ver Gráficos 15, 16 y 17].

En la (INE (b), 2004) se presentan también escenarios de crecimiento de la población

Gráfico 15 Tasa de crecimiento de la población por Comunidades Autónomas en el periodo 1981-2001 (INE (b), 2004)

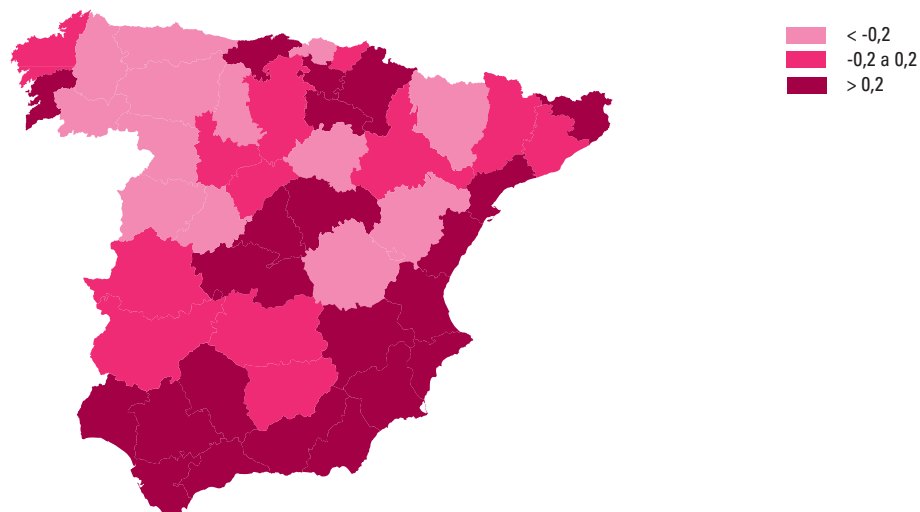
Mapa de evolución de la población, por Comunidades Autónomas, en el periodo 1981-2001.
Tasa de crecimiento medio anual



Fuente: INE

Gráfico 16 Tasa de crecimiento de la población por provincias en el periodo 1981-2001 (INE (b), 2004)

E-Periodo 1981 - 2001



Fuente: INE

42 para el 2050. Para acotar la incertidumbre asociada se proporciona tres escenarios que pueden observarse en el Gráfico 18. Como vemos, en todos los escenarios, para el año 2050 ya se ha alcanzado un decrecimiento de la población. El escenario que se considera más probable en la (INE (b), 2004) es el escenario 1, que para el 2050 prevé una población ligeramente inferior a la del año 2003.

Partiendo de la población española en 1990 (38,9 millones de personas), y teniendo en cuenta la población en el 2003 (42,717 millones de personas), los valores proporcionados por los distintos escenarios de la (INE (b), 2004) para el año 2050 son los siguientes:

- Escenario 1: 41,2 millones de personas.
- Escenario 2: 34,6 millones de personas.
- Escenario 3: 46,0 millones de personas.

Para este proyecto asumiremos que la población Española en el 2050 es la proporcionada

en el escenario 1 de la (INE (b), 2004). [Ver Gráfico 18].

Sin embargo, en (INE (b), 2004) no se proporciona información sobre la distribución espacial ente las distintas Comunidades Autónomas y provincias de la población en el año 2050. En el año 2003 la población peninsular era el 93,01% de la población total, pero como observamos en el Gráfico 19 las tendencias proyectadas de crecimiento en las distintas CCAA son considerablemente distintas, encontrándose la población no peninsular con un crecimiento porcentual superior al de la media de España en la actualidad. Sin embargo vamos a asumir, a falta de más datos, que en el 2050 esta tendencia se ha equilibrado de tal forma que se mantiene el porcentaje del 2003, por lo que tendríamos una población peninsular total de 38,32 millones de habitantes.

Población peninsular en el 2050: **38,32 millones de habitantes.**

Gráfico 17 Evolución de las tasas de crecimiento anual en diversas Comunidades Autónomas en el periodo 1975-2002 (INE (b), 2004)

Tasa de crecimiento anual 1975-2002 (por mil personas)

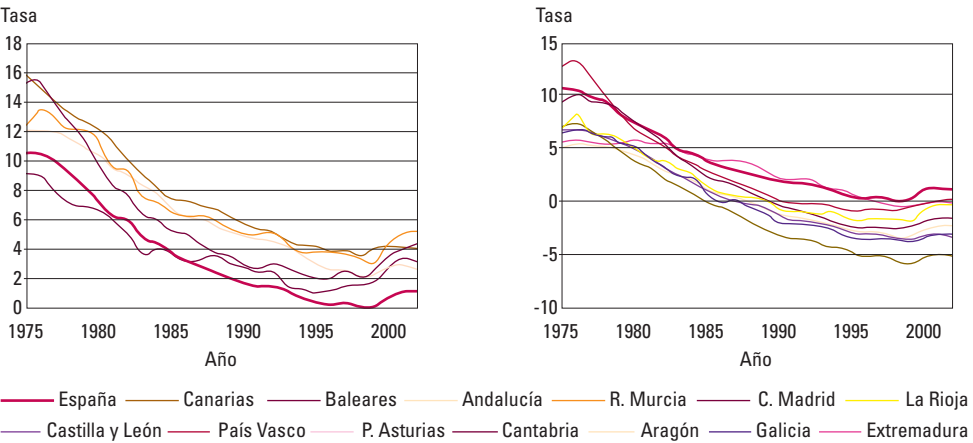
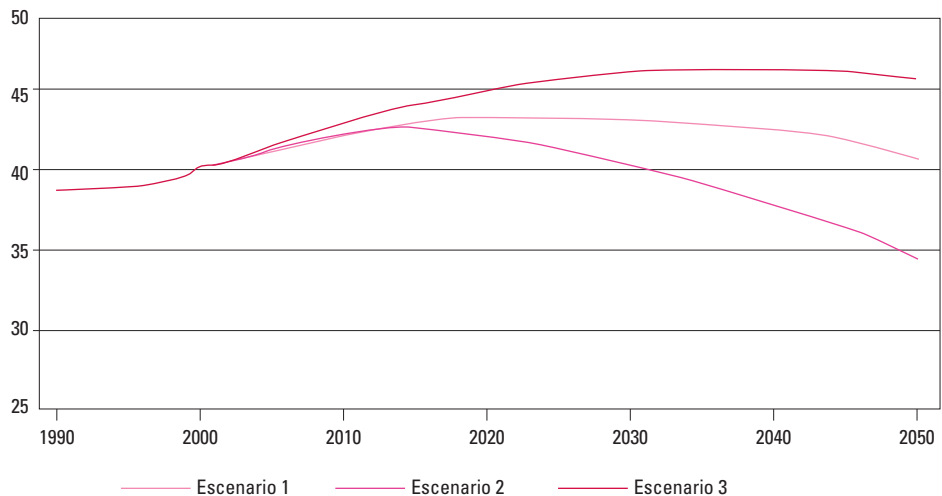


Gráfico 18 Escenarios de crecimiento de la población española hasta el 2050 (INE (b), 2004)

Evolución y proyección de la población de España según distintos escenarios

Millones de habitantes



En cuanto al reparto espacial de esta población, en (INE (b), 2004) sólo se dan proyecciones de crecimiento de población por provincias hasta el 2005, cuyos resultados mostramos en el Gráfico 20. [Ver Gráficos 19 y 20].

Gráfico 19 Crecimiento por Comunidades Autónomas hasta el 2005 (INE (b), 2004)

Evolución y proyección del cambio de porcentaje que representa cada Comunidad Autónoma en el conjunto de España

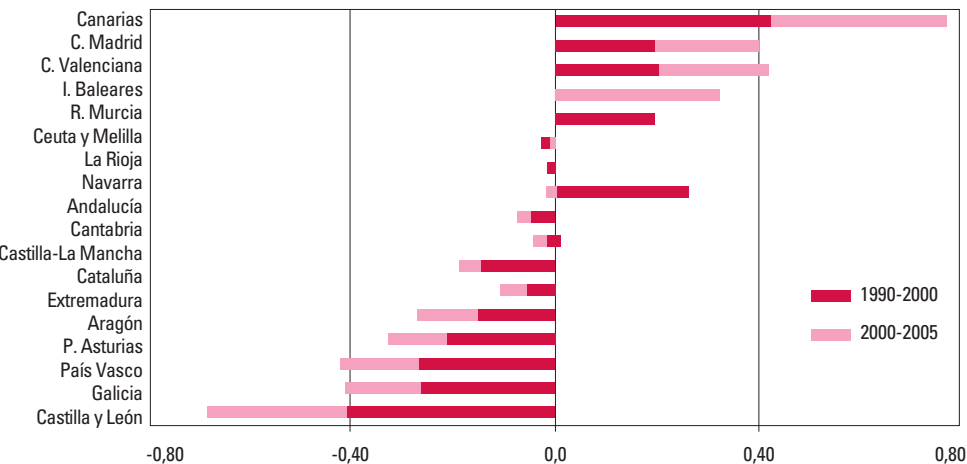
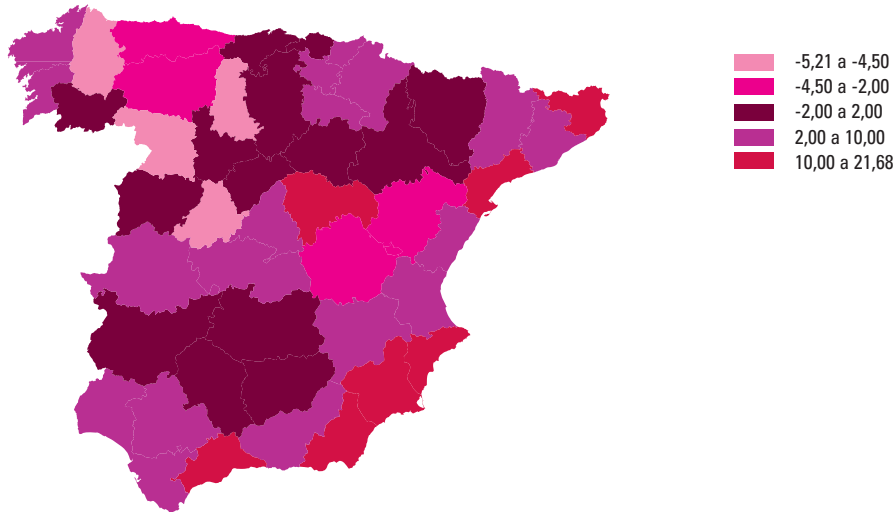


Gráfico 20 Crecimiento medio anual por provincias hasta el 2005 (INE (b), 2004)

Crecimiento medio anual por provincias (2000-2005 según proyecciones). Habitantes/100-año



Es necesario asumir una distribución espacial de la población peninsular en 2050. Por un lado está la tendencia actual a la migración hacia las zonas costeras y hacia el centro, que llevaría a una mayor desigualdad entre los porcentajes de población de estas regiones y el resto de la península de los existentes en el 2003. Pero por otro lado, se podría esperar en este periodo de tiempo tan prolongado una cierta redistribución de la población por todo el territorio al surgir por un lado mayores posibilidades de empleo descentralizado, y al buscar una mayor calidad de vida que la existente en las grandes urbes. Sin embargo, en ausencia de proyecciones específicas para este horizonte, vamos a asumir que la población está repartida espacialmente en el año 2050 con los mismos porcentajes que en el año 2003. En los Gráficos 21 y 22 mostramos la distribución porcentual por Comunidades

Autónomas y provincias de la población peninsular asumidas para el año 2050. [Ver Gráficos 21 y 22].

2.2. Demanda de energía

2.2.1. Demanda de energía eléctrica

La evolución de la demanda eléctrica está ligada a la evolución de la población (en cantidad y en distribución por edades), del número de viviendas (debido a la modificación de la pirámide de población y cambios en los modos de vida se espera un incremento significativo de viviendas por número de habitante), de la economía del país, de la tecnología disponible, y de la saturación de los distintos conceptos de consumo eléctrico.

2.2.1.1. Previsiones nacionales

La demanda eléctrica actual e histórica en nuestro país está muy bien caracterizada, pero no se dispone de escenarios con horizontes

Gráfico 21 Distribución porcentual de población peninsular en el 2050 por Comunidades Autónomas.
Fuente (INE (a), 2004), elaboración propia

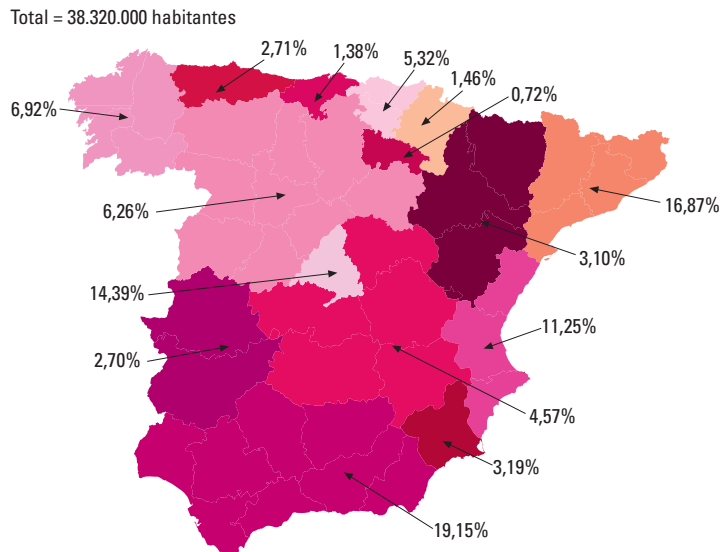
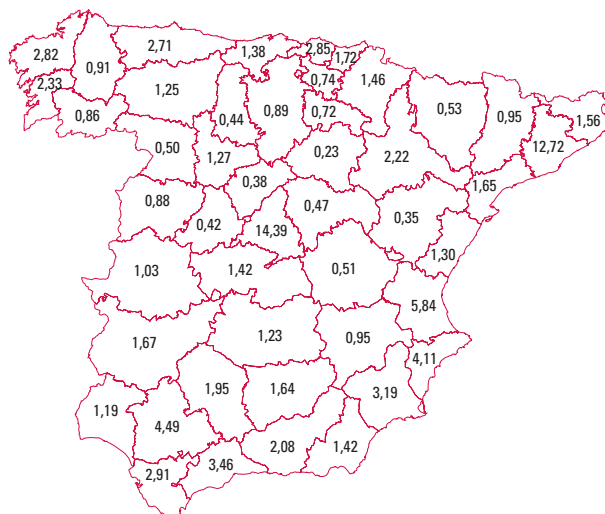


Gráfico 22 Distribución porcentual de población peninsular en el 2050 por provincias. Fuente (INE (a), 2004), elaboración propia



2050. El escenario oficial español más reciente de evolución de la demanda (MINECO, 2002) llega hasta el 2011.

Vamos a repasar la información histórica disponible con el fin de poder elaborar una hipótesis adecuada para el escenario de demanda eléctrica en el 2050. Puesto que sí que disponemos de un escenario de evolución de la población, haremos especial hincapié en la valoración de la demanda eléctrica per cápita.

En el siguiente gráfico, procesada a partir de la información disponible en Eurostat, mostramos la evolución histórica de la producción eléctrica en bornes de central, y de la demanda eléctrica en España, Alemania y el Reino Unido. Como podemos observar, el crecimiento en España ha sido, en la década pasada, considerablemente superior al de Alemania y Reino Unido, y en el año 2002 tiende a los valores que había en esos otros países 10 años antes. Por otro lado, el lento crecimiento de la demanda per cápita en Alemania y Reino Unido (especialmente en el primero) parece tender a estabilizarse entorno a los 17 kW.h/hab-día (algo inferior para el Reino Unido). *[Ver Gráfico 23].*

En (MINECO, 2002) se proporciona un escenario de evolución de la demanda eléctrica en España hasta el 2011. Este escenario considera la evolución esperada de la población así como su estructura. Para el 2011 se espera, debido a la inmigración, un importante incremento de la población en edad productiva. Este escenario prevé un mayor crecimiento de la demanda final de electricidad que el de la demanda final de energía total, basándose en un mayor crecimiento de la demanda del sector servicios, en el aumento del número

de hogares y de su equipamiento, y en el aumento esperado de la capacidad de sectores industriales con consumo eléctrico. Las tasas de crecimiento del consumo eléctrico consideradas son de 3,6% anual del 2000 al 2006 y del 3,92% anual del 2006 al 2011. En el Gráfico 24 mostramos la evolución pronosticada por esta referencia de la demanda eléctrica (b.c.) peninsular (escenario central), así como del consumo eléctrico final por habitante. Como vemos, esta referencia nos sitúa ya en 2011 con un consumo eléctrico per cápita de 18,21kW.h/hab-día, significativamente superior al consumo que parecía estabilizarse en Alemania según el gráfico anterior, y sin ninguna apariencia de tender a la estabilización. De hecho, de seguir con la tasa de crecimiento del 2010 al 2011 (2,9% anual) hasta el 2050, nos situaríamos con un consumo eléctrico per cápita del orden de 60kW.h/hab-día, a todas luces excesivo por saturarse mucho antes las aplicaciones de consumo eléctrico como muestran las evoluciones históricas en otros países de nuestro entorno con un mayor desarrollo industrial. De hecho, las estrategias de ahorro y eficiencia energética deberían tener el efecto de conducir la curva de demanda eléctrica per cápita hacia su saturación a una mayor velocidad que en el pasado. *[Ver Gráfico 24].*

En (EU, 2003) se presenta otro escenario de tendencias energéticas y de transporte en la Unión Europea (UE-15, UE-25 y UE-30). Estos escenarios desarrollados por la Universidad Nacional Técnica de Atenas bajo contrato de la UE han empleado diversas herramientas de modelado (PRIMES, ACE) para establecer un escenario base sobre el que poder juzgar la necesidad y evaluar el efecto de distintas medidas políticas para afrontar correctamente los retos medioambientales (cambio

Gráfico 23 Evolución histórica de la producción de electricidad en bornas de central y del consumo eléctrico per cápita (a partir de datos Eurostat) en España, Alemania y Reino Unido

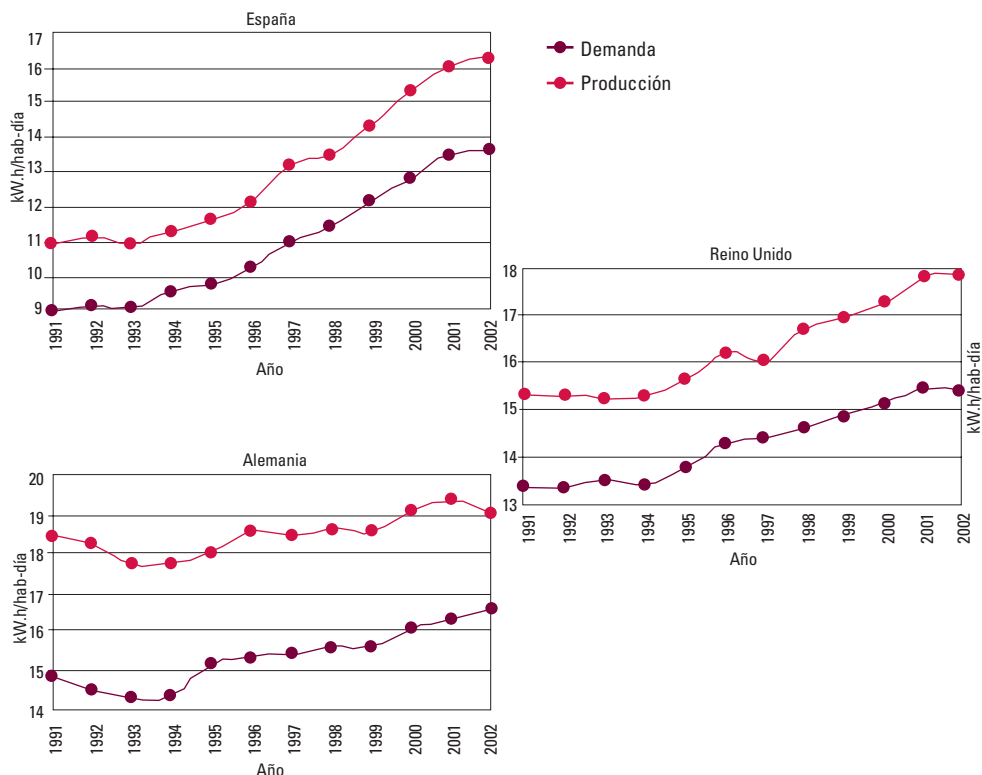
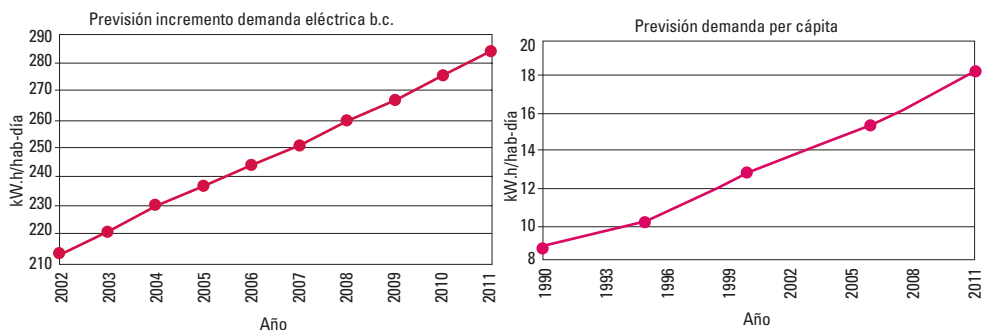


Gráfico 24 Evolución de la demanda eléctrica peninsular (b.c.) y del consumo eléctrico per cápita según (MINECO, 2002)



climático) y de dependencia energética del modelo de desarrollo a nivel UE desde el punto de vista del contexto mundial.

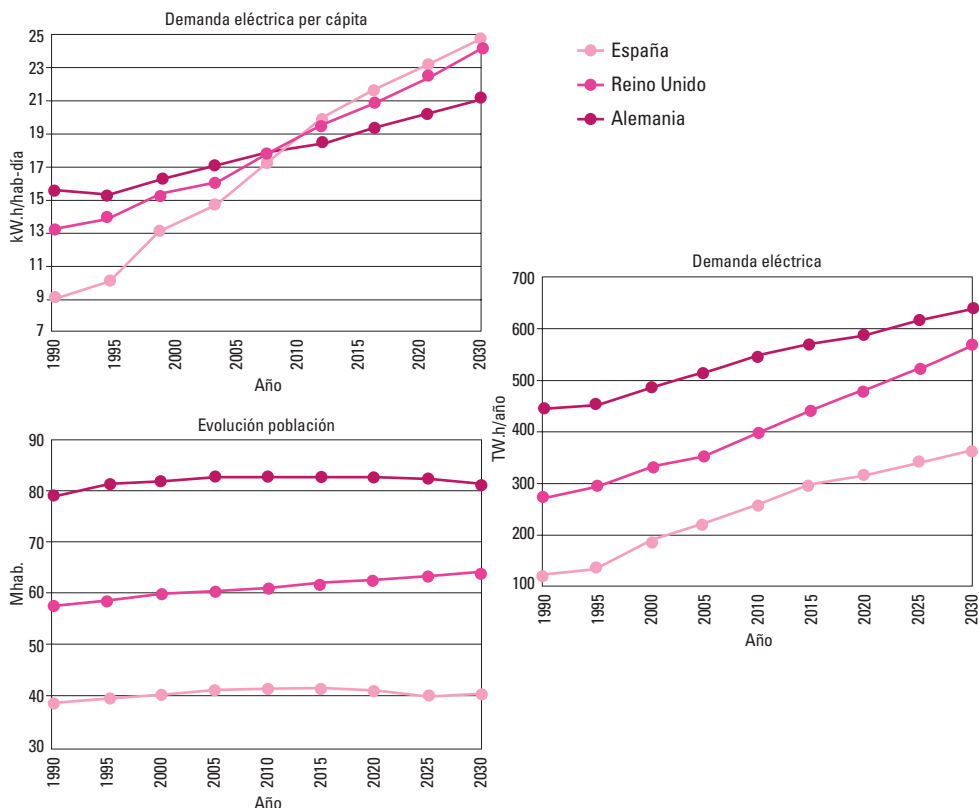
Este escenario está basado en hipótesis muy conservadoras, entre las que figura un elevado incremento de la demanda energética y una limitada penetración de las energías renovables. El escenario pretende reflejar el efecto de las medidas actualmente en vigor para afrontar la sostenibilidad de nuestro modelo de desarrollo, y una de sus claras conclusiones es la necesidad de introducir medidas políticas adicionales con el fin de afrontar claramente los retos del cambio climático y la seguridad de suministro energético. En el marco de este escenario, en la UE-15 las renovables alcanzan una contribución en el 2030 del 9% (frente al 6% del 2000), la energía solar sigue con una contribución marginal en el 2030, las renovables no consiguen alcanzar el objetivo del 22% de la electricidad en el 2010, la dependencia energética total asciende desde el 50% en el 2000 al 68% en el 2030, la dependencia del petróleo pasa del 75% en el 2000 al 90% en el 2030, la dependencia del gas natural pasa del 45% en el 2000 al 80% en el 2030, y la del carbón del 50% en el 2000 al 80% en el 2030, y las emisiones de CO₂ exceden las de 1990 en un 4% para el 2010 y en un 19% para el 2030. Es decir, el escenario a 2030 de (EU, 2003) es un escenario que reproduce los efectos de la situación actual, pero del que deberíamos apartarnos si realmente queremos encauzar nuestro modelo de desarrollo hacia la sostenibilidad. En este sentido, las previsiones de este escenario, cuya fecha (2030) coincide además con el pico de población española según (INE (b), 2004), actúan como cotas

superiores del escenario energético que nosotros necesitamos para el 2050.

En el Gráfico 25 presentamos el escenario hasta 2030 previsto por (EU, 2003) para España y los dos países del entorno europeo antes comentados (Alemania y Reino Unido), tanto en evolución de la población, como en demanda eléctrica total, como en demanda eléctrica per cápita. Como podemos ver, en este escenario conservador la demanda eléctrica en Alemania para el 2030 es la menor, y del orden de 21,1 kW.h/hab-día considerablemente superior al valor de estabilización que intuíamos de la evolución histórica. En España, la demanda eléctrica per cápita en el 2030 pasa a ser la superior de los tres países con 24,6 kW.h/hab-día. En ninguno de los tres países se muestra una clara tendencia a la estabilización de la demanda eléctrica per cápita dentro del marco de este escenario. Sin embargo, debemos recordar que este escenario base es muy conservador, y tal y como se apunta en la (EU, 2003) una de las conclusiones fundamentales del mismo es la imperiosa necesidad de introducir medidas políticas adicionales para reconducir el escenario hacia la sostenibilidad. Por tanto, frente a la evidencia de hacia dónde se va sin medidas adicionales, es de esperar que se adopten dichas medidas para modificar el escenario hacia menores demandas energéticas. *[Ver Gráfico 25].*

En (Eurelectric, 2003) se presentan otros escenarios de demanda eléctrica para el 2020. En el Gráfico 26 mostramos la evolución histórica y escenarios de esta referencia para España, Reino Unido y Dinamarca (Alemania no tiene datos disponibles). Como vemos, en estos escenarios la demanda tampoco parece estabilizarse en el 2020, y una

Gráfico 25 Escenario de evolución de la población y la demanda eléctrica hasta el 2030 en España, Alemania y Reino Unido según (EU, 2003)



vez más, en España es superior, alcanzando valores de 23,5 kW.h/hab-día mientras en Dinamarca y Reino Unido se alcanzan valores de 19,9 kW.h/hab-día y 21,8 kW.h/hab-día respectivamente. [Ver Gráfico 26].

En (IEA, 2003) se presentan resultados de diversos escenarios. Entre ellos, los únicos con previsión de la demanda eléctrica son los escenarios del IPCC (IPCC-WGIII, 2000), pero están agregados a nivel mundial. En el Gráfico 27 mostramos los resultados de dos de los escenarios del IPCC. Como vemos, la demanda eléctrica per

cápita a nivel mundial en el 2050 está entre 24,1 kW.h/hab-día y 27,2 kW.h/hab-día. [Ver Gráfico 27].

A la luz de todo lo anterior, la demanda eléctrica peninsular per cápita en el año 2050 puede encontrarse en el abanico de 20-30 kW.h/hab-día. En estas condiciones de incertidumbre lo más apropiado sería desarrollar un análisis de sensibilidad en función de la demanda eléctrica per cápita. Sin embargo, esto escapa al alcance de este proyecto, por lo que vamos a desarrollar el estudio para un único valor de la demanda.

Gráfico 26 Escenarios de demanda eléctrica según (Eurelectric, 2003)

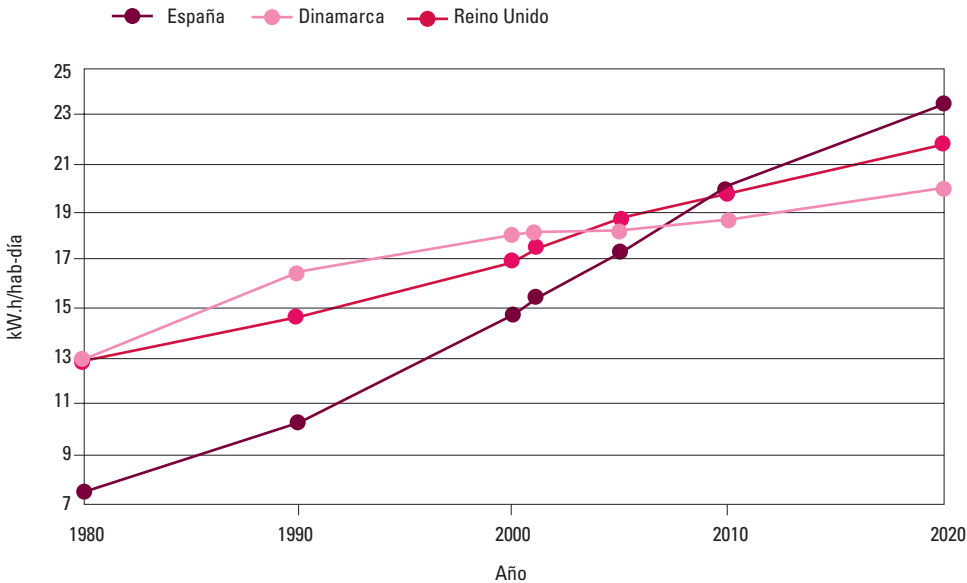
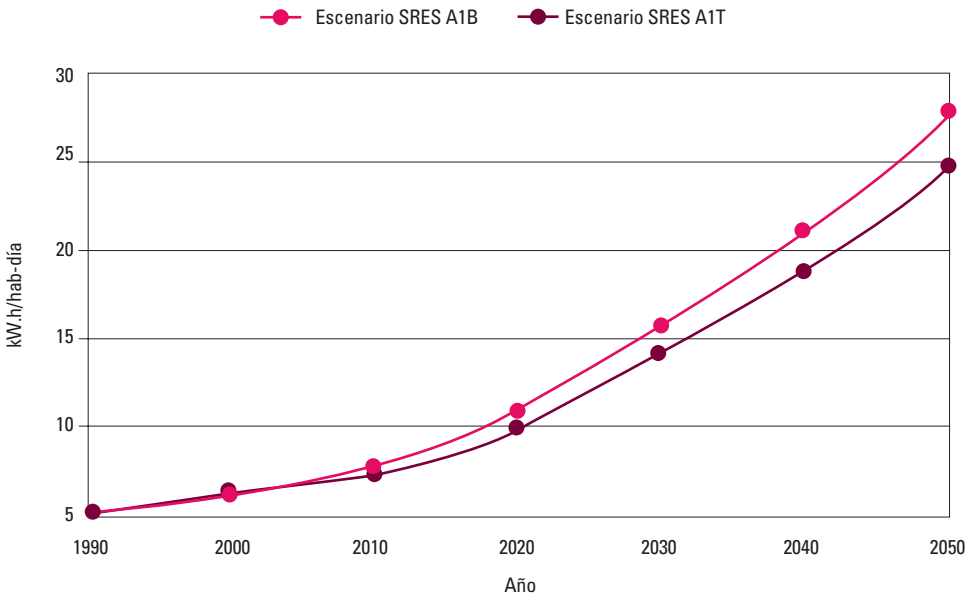


Gráfico 27 Escenarios de demanda eléctrica a nivel mundial (IPPC, 2000)



Por otro lado, en el planteamiento del proyecto se incorpora de forma aproximada el uso de energías renovables en origen (a excepción de la fotovoltaica en tejados solares) descontando de la demanda real de electricidad aquella satisfecha mediante energías renovables en origen. En concreto, las reducciones a incorporar son las siguientes:

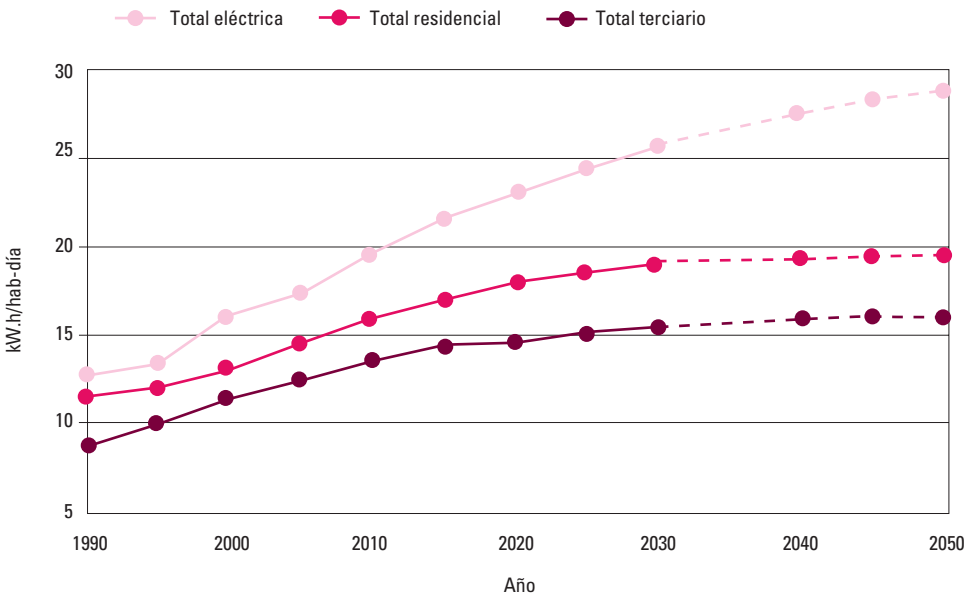
- 80% de cobertura de la demanda de ACS eléctrica con energía solar térmica de baja temperatura y calderas domésticas de biomasa.
- 80% de cobertura de la demanda de calefacción eléctrica con el uso de arquitectura bioclimática, energía solar térmica de baja temperatura, calderas domésticas de biomasa y mejora aislamiento edificios.
- 60% de la cobertura de la demanda de refrigeración eléctrica mediante energía

solar térmica de baja temperatura con máquinas de absorción, y mediante estrategias bioclimáticas.

Estos aportes renovables se realizan sobre la demanda de los sectores residencial y terciario. En el Gráfico 28 mostramos los escenarios de demanda eléctrica total, demanda residencial total y demanda terciario total para el 2030 (UE, 2003), extrapolándolos para el año 2050, con lo que las demandas per cápita son de 28,40 kW.h/hab-día para eléctrica total, 17,14 kW.h/hab-día para residencial total y 12,98 kW.h/hab-día para terciario total. [Ver Gráfico 28].

El reparto de consumos de los sectores doméstico y terciario en 2000 (MINECO, 2003) es el que se puede apreciar en el Gráfico 29. Los valores para el sector doméstico

Gráfico 28 Escenario de evolución de demandas eléctrica total, residencial total y terciario total hasta el 2030 (EU, 2003), extrapolado hasta el 2050



52 son sólo para el equipamiento fijo, mientras que los del sector terciario incluyen todo el equipamiento. [Ver Gráfico 29].

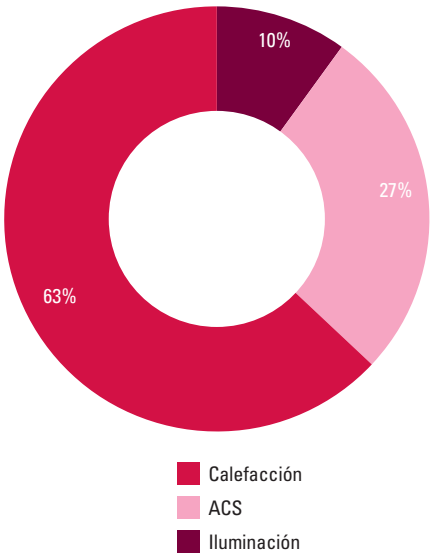
Es de destacar que en el sector doméstico no figura contribución alguna de la refrigeración, que posteriormente en el documento sectorial de equipamiento residencial y ofimática cuantifica como un 0,8% en el año 2000, un 1,9% en el 2006 y un 2,3% en el año 2012, siendo estos porcentajes sobre el equipamiento (electrodomésticos, cocina, ofimática y aire acondicionado), por lo que si añadimos las instalaciones fijas (calefacción, ACS e iluminación) los porcentajes son todavía mucho más bajos. Esta escasa previsión de demanda energética para refrigeración contrasta con la creciente internalización de la demanda de confort en la temporada de refrigeración, y a nuestro parecer

no se ajusta correctamente a la situación en el año 2050. Por este motivo, en el Gráfico 30 mostramos un escenario para el reparto de consumo energético en equipamiento fijo doméstico en el año 2050, en el que la demanda de refrigeración se ha considerado como un equipamiento fijo al mismo nivel que la calefacción y ACS. [Ver Gráfico 30].

Respecto al sector terciario, asumiendo como correctos los porcentajes de reparto de (MINECO, 2003) para el año 2000, si bien es de esperar que la demanda energética para refrigeración también crezca en su peso relativo, la reducción del 80% en la parte eléctrica de calefacción y ACS significa unos 0,94 kW.h/hab-día, mientras que la reducción del 60% en refrigeración significa 2,29 kW.h/hab-día. En el sector doméstico, y asumiendo el reparto porcentual de

Gráfico 29 Reparto de consumos en sectores doméstico y terciario según (MINECO, 2003) para el año 2000

Consumo sector doméstico en 2000 (E4)



Consumo sector terciario en 2000 (E4)

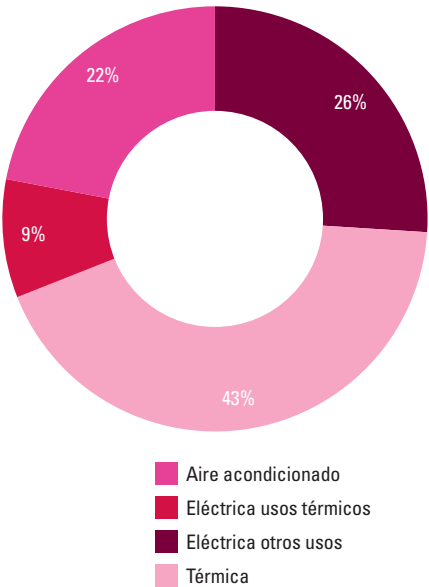
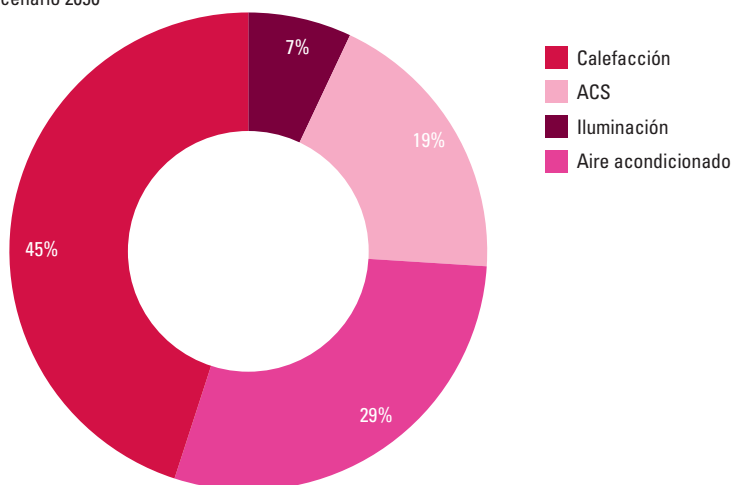


Gráfico 30 Escenario de reparto de consumo energético en el sector doméstico (equipamiento fijo) para el año 2050

Consumo doméstico: escenario 2050



consumos asumido para el 2050, junto al reparto de fuentes energéticas para calefacción y ACS indicada en (MINECO, 2003), que viene a ser un 25% eléctrico frente a un 75% con combustibles fósiles, la reducción del 80% en la parte eléctrica de demanda de calefacción y ACS conduce a una reducción de 2,19 kW.h/hab-día, mientras que la reducción del 60% en el aire acondicionado significa 2,98 kW.h/hab-día.

Por tanto, de los 28,4 KW.h/hab-día de consumo eléctrico per cápita para el año 2050 según la proyección de este escenario (bastante conservador), la demanda eléctrica efectiva una vez descontadas las reducciones en origen anteriormente comentadas sería de 20 kW.h/hab-día. Debemos resaltar que el carácter conservador del escenario de demanda eléctrica para el 2050, y el potencial de otras actuaciones de ahorro, eficiencia y gestión de la demanda, pueden conducir a una demanda eléctrica efectiva

en el 2050 significativamente inferior a la considerada.

Adoptaremos para el desarrollo del proyecto un valor del consumo eléctrico medio peninsular per cápita efectivo (descontadas las contribuciones renovables en origen) en el año 2050 de **20 kW.h/hab-día**, que junto a la población peninsular prevista para este año (38,32 Mhab), nos conducen a una demanda eléctrica peninsular en el 2050 de **280 TW.h/año**.

2.2.1.2. Distribución geográfica

Otra cuestión relevante es la distribución espacial de este consumo eléctrico en la geografía nacional. En el Gráfico 31 mostramos la demanda eléctrica (b.c.) per cápita en las distintas Comunidades Autónomas en el año 2003, elaborado a partir de los datos de (REE, 2004) y (INE, 2004). Como vemos, la media peninsular de 15,46 kW.h/hab-día se reparte de forma poco uniforme entre las

54 distintas Comunidades Autónomas, según el reparto de población y de los puntos de consumo eléctrico no domésticos en las distintas Comunidades Autónomas. [Ver Gráfico 31].

Dada la falta de escenarios de cómo se van a modificar el reparto de la población y demanda eléctrica per cápita entre las distintas CCAA, asumiremos que tanto el reparto porcentual de la población por CCAA como el ratio entre la demanda eléctrica per cápita de cada Comunidad y la media nacional son las mismas² en el 2050 que en el 2003. En el Gráfico 32 mostramos el reparto porcentual de la demanda eléctrica peninsular en el 2050 por CCAA. [Ver Gráfico 32].

A nivel provincial todavía tenemos más incertidumbre por la falta de datos. Vamos a asumir que todas las provincias de una Comunidad mantienen la misma demanda eléctrica per cápita, con lo que el reparto de

la demanda peninsular para el 2050 entre las distintas provincias queda como se indica en el Gráfico 33. [Ver Gráfico 33].

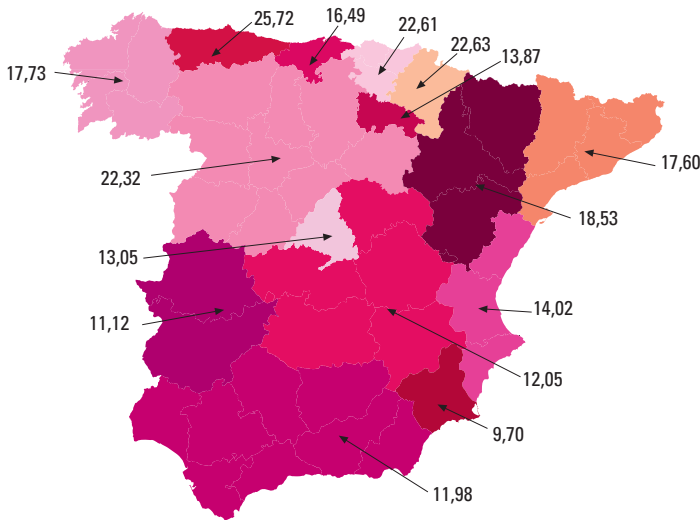
2.2.1.3. Modulación temporal

En el Gráfico 34 mostramos la evolución de la modulación mensual de la demanda eléctrica peninsular (CNE, 2004). [Ver Gráfico 34].

A falta de escenarios específicos, para la evolución horaria de la demanda eléctrica peninsular en el marco de este proyecto asumiremos para el año 2050 la misma modulación que la observada en el año 2003 que presentamos en el Gráfico 35.

Debemos resaltar aquí que la modulación horaria de la demanda eléctrica en el 2050 puede apartarse significativamente de la experimentada en el 2003. Por un lado la reducción en origen de la demanda eléctrica que hemos considerado por diversos

Gráfico 31 Reparto por Comunidades Autónomas de la demanda eléctrica peninsular per cápita en el año 2003. Datos de (REE, 2004) y (INE, 2004)



² Esta hipótesis es la única compatible con la premisa del estudio de emplear escenarios disponibles elaborados por organismos reconocidos, pero evidentemente se pueden estar introduciendo errores significativos que recomendarían el desarrollo de escenarios específicos para afinar en los resultados obtenidos. Así, por ejemplo, en las regiones con mayor necesidad de refrigeración es de esperar un mayor crecimiento de la demanda eléctrica a medida que se va incorporando la demanda de confort en temporada de verano. Es de notar cómo en las referencias oficiales (MINECO,2004) no aparecen escenarios desagregados geográficamente.

Gráfico 32 Reparto porcentual por Comunidades Autónomas de la demanda eléctrica peninsular en el año 2050

Total peninsular = 280 TW.h/año

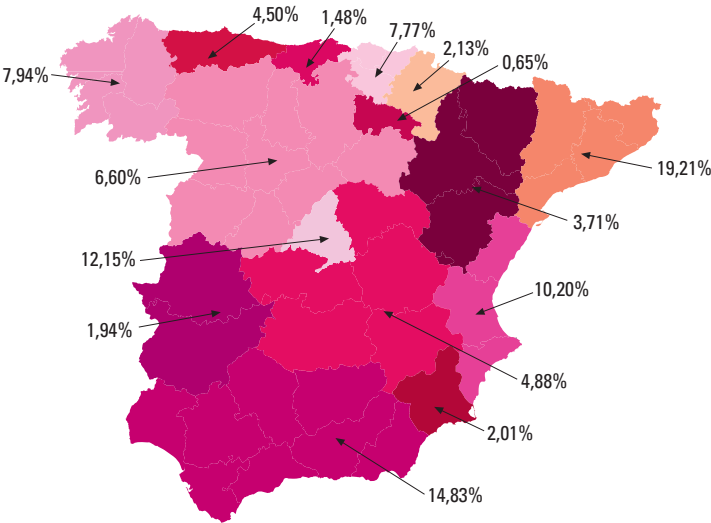


Gráfico 33 Reparto porcentual por provincias de la demanda eléctrica peninsular en el año 2050

Total peninsular = 280 TW.h/año. Porcentaje demanda por provincia en 2050

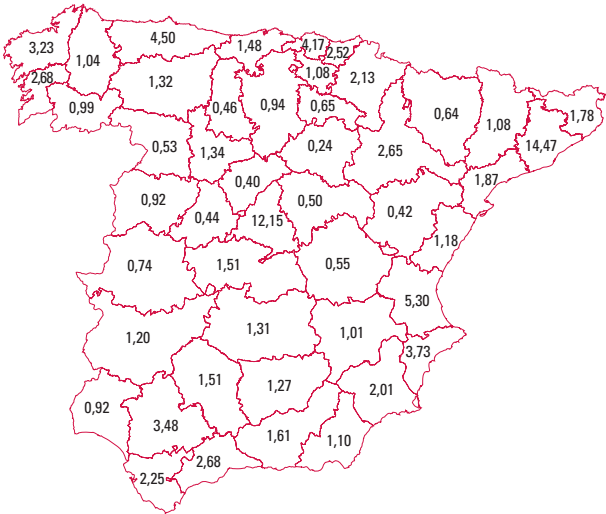
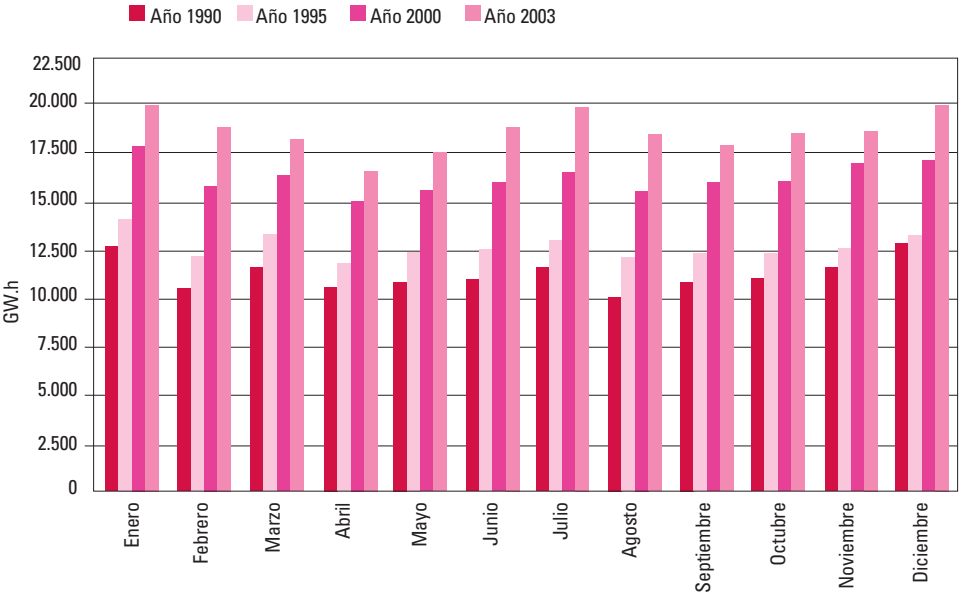


Gráfico 34 Evolución de la modulación mensual de la demanda eléctrica peninsular (CNE, 2004)



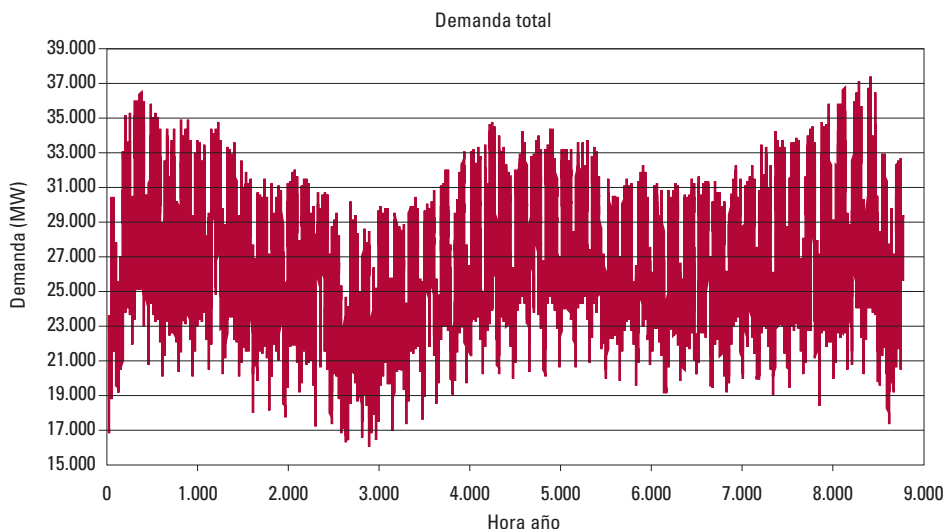
conceptos (solar térmica de baja temperatura, calderas de biomasa, arquitectura bioclimática, mejora aislamiento térmico edificios, sistemas de refrigeración por absorción solar), presenta su propia modulación horaria. Por otro lado, las estrategias de gestión de la demanda en un sistema de generación eléctrica con elevada penetración renovable pueden diferir muy significativamente de las asociadas al sistema de generación eléctrica actual (que por otro lado no han adquirido una excesiva implementación), afectando a la modulación horaria de la demanda energética. Por tanto, la modulación horaria de la demanda energética para el año objetivo (2050) y con un sistema de generación eléctrica basado en tecnologías renovables, debería evaluarse mediante simulación horaria de los distintos conceptos que componen dicha demanda y mediante la implementación de

las estrategias de gestión de la demanda apropiadas. Esta simulación excede al alcance de este proyecto, quedando identificada como un paso posterior para afinar los resultados obtenidos. Por ello, emplearemos para el desarrollo del proyecto la modulación horaria del 2003, que en principio es de esperar que nos conduzca a resultados mucho más conservadores en cuanto a penetración de tecnologías renovables (o a sobre-dimensionado requerido en el parque generador) que la modulación horaria para el 2050 adaptada al sistema de generación considerado. [Ver Gráfico 35].

2.2.2. Demanda de energía total

Por las características del sector eléctrico cabe esperar que en él la introducción de las tecnologías renovables sea más rápida que en otros sectores, lo cual, a su vez, actuará de incentivo para un crecimiento más acelerado de las renovables en otros sectores.

Gráfico 35 Evolución horaria de la demanda eléctrica peninsular en el año 2003 (datos REE).
Asumiremos la misma modulación temporal para el año 2050



El alcance de este proyecto está limitado a evaluar las posibilidades de las tecnologías renovables para cubrir la demanda de energía eléctrica en el 2050. Sin embargo, resulta evidente que para superar los desafíos ambientales que tenemos planteados será preciso que para esas fechas el uso de las energías renovables se haya extendido a la cobertura del conjunto de la demanda energética, y no solo de la eléctrica.

Por todo ello, nos ha parecido interesante evaluar los techos de generación eléctrica renovable tanto desde la perspectiva del escenario de demanda eléctrica para el 2050 como desde el punto de vista de la demanda de energía total. Puesto que en este proyecto nos hemos centrado en las tecnologías renovables para generación eléctrica, la comparación directa con la demanda de energía total es desfavorable para las tecnologías renovables, puesto que para satisfacer ciertas

demandas energéticas no es preciso incurrir en las pérdidas de transformación del recurso renovable a electricidad que aparecen reflejadas en las tecnologías renovables consideradas. Esto es especialmente cierto para aquellas tecnologías que requieran una conversión de energía térmica en eléctrica (solar termoelectrónica, geotérmica, etc). Es más, la forma eficiente de uso de los recursos renovables para satisfacer ciertas formas de energía final requiere el uso de tecnologías renovables que no hemos considerado en este proyecto.

Sin embargo, a pesar de ello nos parece interesante la comparación cuantitativa de la capacidad de generación eléctrica renovable con la demanda de energía total, reflejando un escenario energético en el cual prácticamente todos los usos finales de la energía se satisfagan vía energía eléctrica, lo cual presentaría también importantes ventajas para la regulación del sistema

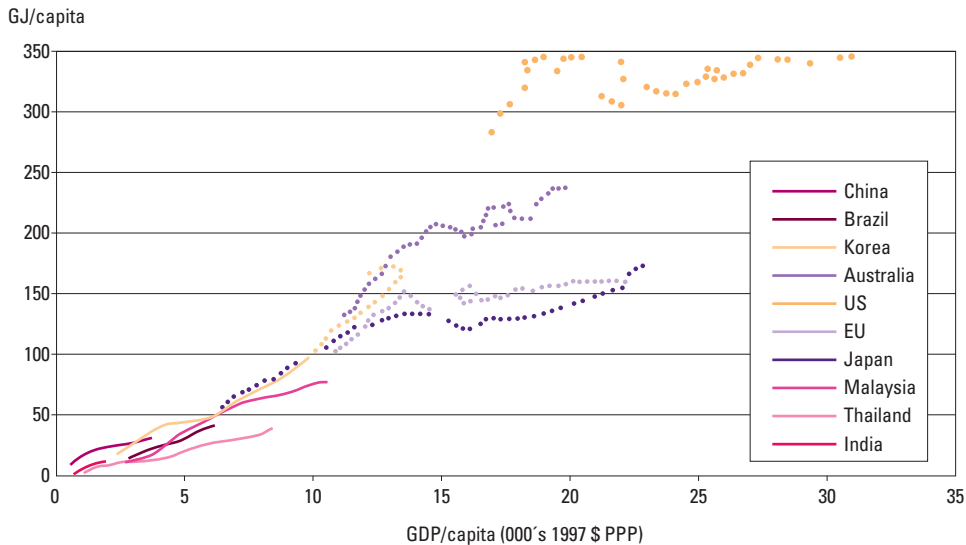
58 eléctrico. Otro escenario que podría respaldar esta comparativa directa, sería uno en el cual se empleara un vector energético intermedio, tal que el hidrógeno, para satisfacer la demanda energética total vía generación eléctrica para producir hidrógeno. En este caso, añadiendo una valoración del rendimiento total de conversión de la electricidad en la forma de energía final vía producción, almacenamiento y transporte intermedio del hidrógeno, nos permitiría realizar una valoración directa de las posibilidades de satisfacer la demanda total con recursos renovables.

Por todo lo anteriormente expuesto estamos interesados en disponer también de un escenario de demanda de energía total para el año 2050. Afortunadamente, la mayoría de escenarios energéticos para este periodo están realizados en términos de energía total, si bien para España tampoco hemos localizado ninguno que llegue al año objetivo de nuestro estudio.

La mayoría de escenarios disponibles para estas fechas son escenarios a nivel mundial. Si bien sería deseable que para mediados de este siglo ya hubiéramos evolucionado hacia la sostenibilidad social a nivel global, las tendencias actuales y la historia reciente hacen que esta hipótesis no parezca realista, por lo que no podamos asumir un reparto uniforme de la demanda energética per cápita para el 2050. En el Gráfico 36 mostramos la relación entre el consumo de energía per cápita y el producto interior bruto per cápita que se ha impuesto hasta la actualidad. Según las tendencias mostradas en este gráfico parece que en la UE el consumo per cápita podría estabilizarse entorno a 133 kW.h/hab-día, mientras que en EE.UU. está estabilizado entorno a 266 kW.h/hab-día. [Ver Gráfico 36].

En (Shell International, 2001) se presentan dos escenarios de demanda de energía primaria para 2050, basados en criterios de sostenibilidad, que conducen a una estabilización

Gráfico 36 Relación consumo de energía y producto interior bruto per cápita (Shell International, 2001)



de las emisiones de CO₂ por debajo de 550 ppm. En el Gráfico 37 mostramos los resultados de la demanda de energía primaria per cápita según estos dos escenarios, que conducen a valores de 72-103 kW.h/hab-día. La considerable diferencia entre los resultados de estos dos escenarios, ambos enfocados por consideraciones de sostenibilidad, constituye una clara indicación de la elevada incertidumbre asociada a la demanda de energía total para el 2050, ocasionada principalmente por los importantes cambios que puede experimentar nuestra sociedad en este período. [Ver Gráfico 37].

En (WEC, 2003) se muestran tres escenarios a nivel mundial para el 2050. En todos ellos se baraja una población de 10.100 Mhab. En la Tabla 21 mostramos las demandas de energía primaria y final per cápita procesadas a partir de estos escenarios. [Ver Tabla 21].

En (IEA, 2003) se muestran otros escenarios del IPCC para el 2050. En estos escenarios, la población mundial pasa a ser de 8.704 Mhab, y los consumos per cápita en el 2050 pasan a ser significativamente superiores a los de la referencia anterior: 106-122 kW.h/hab-día para la demanda de

Gráfico 37 Dos escenarios de demanda de energía primaria a nivel mundial, con criterios de sostenibilidad y permitiendo evolucionar hacia una estabilización de las emisiones de CO₂ por debajo de 550 ppm (Shell International, 2001)

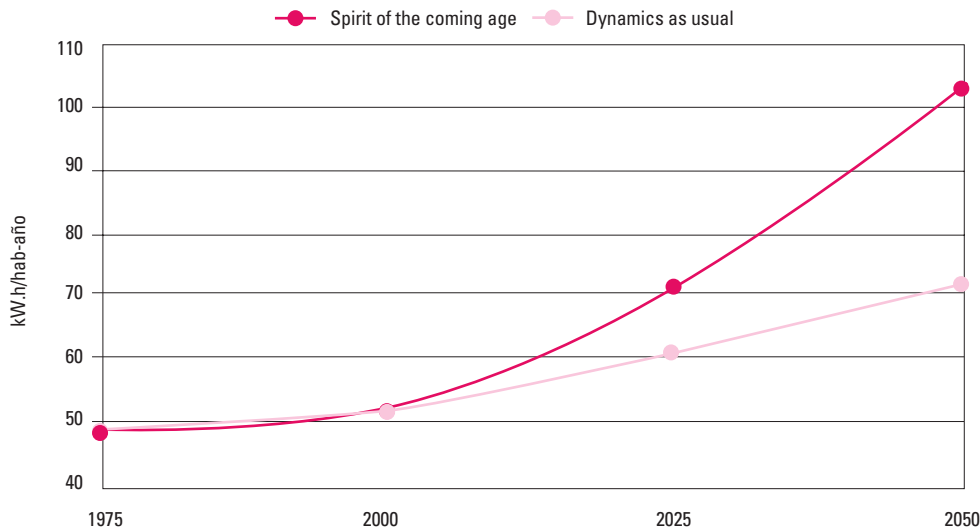


Tabla 21 Demandas de energía primaria y final per cápita procesadas a partir de los escenarios (WEC, 2003)

	Escenario-A	Escenario-B	Escenario-C
Energía Primaria (kW.h/hab-día)	78,87	63,10	44,17
Energía final (kW.h/hab-día)	53,63	44,17	31,55

energía primaria y 78-88 kW.h/hab-día para la demanda de energía final. En el Gráfico 38 mostramos la evolución de estas demandas según estos dos escenarios. [Ver Gráfico 38].

En (EC, enero 2003) se presentan escenarios de los diversos países de la UE hasta el 2030. El escenario para España nos conduce a una demanda de energía primaria y final en el 2030 de 141 kW.h/hab-día y 99 kW.h/hab-día respectivamente. Por constituir esta la referencia más específica a nuestro país, es la que vamos a adoptar mediante una extrapolación de las tendencias indicadas. En el Gráfico 39 mostramos la evolución de las demandas per cápita de energía primaria y final que este escenario elabora hasta 2030. En trazo discontinuo mostramos una extrapolación de las mismas hasta el 2050 siguiendo las tendencias indicadas, lo cual nos conduce a unas demandas de energía primaria y final para el 2050 de 161 kW.h/hab-día y 109 kW.h/hab-día respectivamente. [Ver Gráfico 39].

Desde el punto de vista de los objetivos que perseguimos, la comparación de la capacidad

de generación eléctrica con tecnologías renovables con la demanda energética, el parámetro relevante es la demanda de energía final, pues al satisfacer con electricidad de origen renovable dicha demanda energética ya se obvia la ineficiencia energética asociada a la conversión de la energía primaria en final. Por tanto, adoptamos como escenario para 2050 de demanda de energía total los **109 kW.h/hab-día**, que teniendo en cuenta la población peninsular proyectada para esa fecha (38,32 Mhab) conduce a una demanda de energía final total de **1.525TW.h/año**.

2.3. Sistema de generación y transporte actual

En el Gráfico 40 mostramos la distribución de la potencia total peninsular instalada en el año 2003, así como la producción eléctrica asociada. Estos valores incluyen una potencia instalada para bombeo puro de 2.569 MW con un consumo eléctrico asociado de 4.678 GW.h. [Ver Gráfico 40].

En el Gráfico 41, mostramos la distribución de las centrales de generación en Régimen

Gráfico 38 Evolución de la demanda mundial de energía primaria y final hasta el 2050 según dos escenarios del IPCC (IEA, 2003)

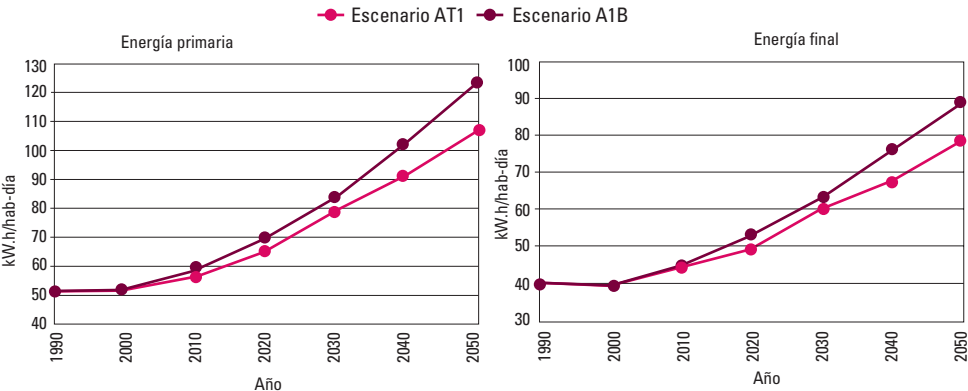
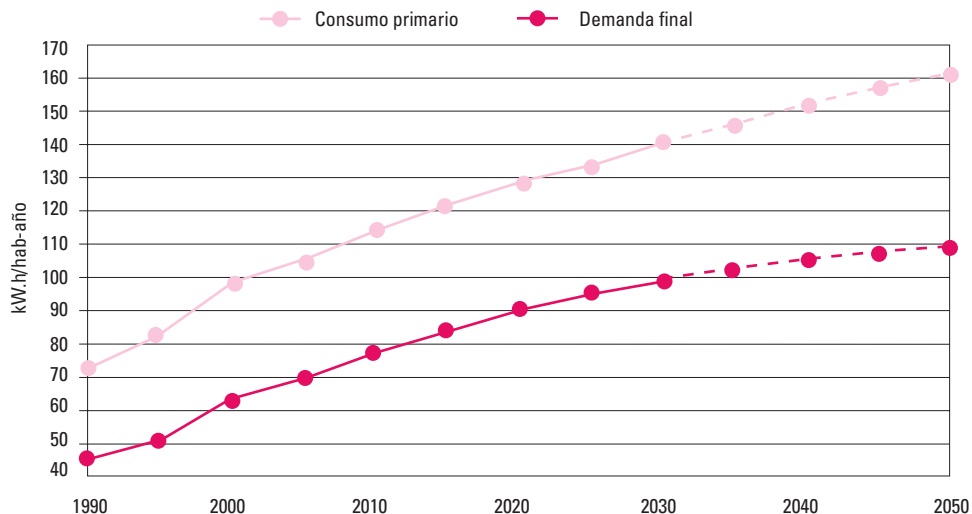


Gráfico 39 Escenario de evolución de la demanda de energía primaria y final en España para el 2030 (EC, enero 2003). Los resultados los hemos extrapolado en línea discontinua hasta el 2050



Ordinario en el territorio nacional, y en el Gráfico 42 la previsión del crecimiento de las centrales de ciclo combinado para el periodo 2004-2006. En el Gráfico 43 mostramos los saldos de intercambios eléctricos entre CCAA en el 2003. En el Gráfico 44 mostramos la red eléctrica de transporte en el 2003. [Ver Gráficos 41, 42, 43 y 44].

El sistema eléctrico actual está con configurado para acoplar la distribución espacial de la capacidad generadora y la demanda existentes, contando con una gran capacidad de regulación sobre una generación poco distribuida constituida por centrales de elevado factor de capacidad. La configuración de la red de transporte ha ido evolucionando para evacuar una generación centralizada muy localizada en ciertas zonas del territorio peninsular hacia los puntos de consumo. Esta configuración del sistema de generación y transporte no está exenta de proble-

mas: cuando han ido surgiendo demandas importantes en puntos alejados de los centros de generación (como las puntas de demanda en el levante asociadas a la carga de los equipos de refrigeración en verano), con la rígida estructura geográfica del sistema de generación la red de transporte introduce limitaciones a la capacidad de evacuar esa generación hacia los puntos de consumo. La solución a estos problemas en el marco del sistema actual pasa por lo general por introducir nuevas centrales (de ciclo combinado: Gráfico 42) más próximas a los puntos de consumo.

Al plantarse el análisis de viabilidad técnica de un sistema de generación completamente distinto al actual, con una elevada contribución de energías renovables, caracterizadas por una descentralización muy superior, y alimentadas por un recurso energético en muchos casos no controlable, resulta evidente que

Gráfico 40 Potencia y generación eléctrica en el año 2003 según tecnologías (REE, 2003). Los valores presentados incluyen el bombeo

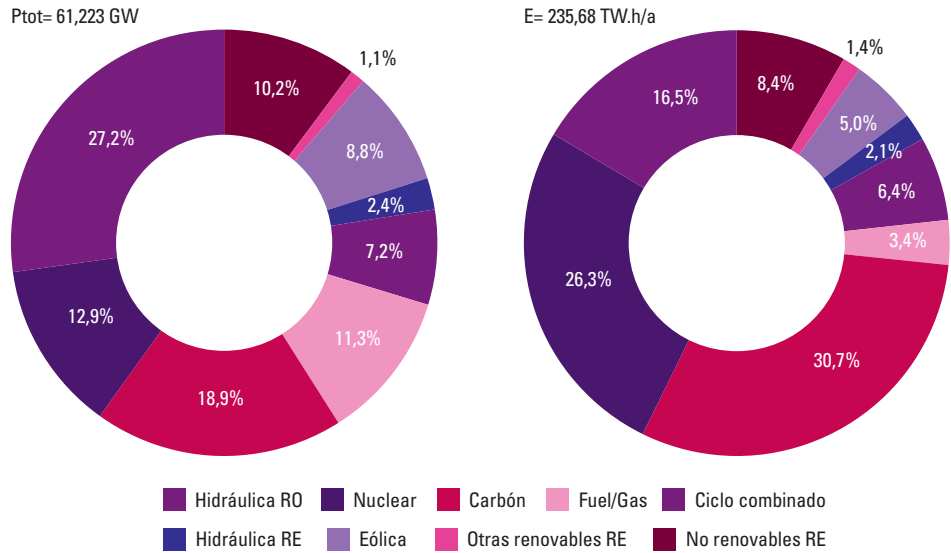


Gráfico 41 Distribución geográfica de las centrales del parque de generación eléctrica del Régimen Ordinario (REE, 2003)



Gráfico 43 Saldos de intercambios eléctricos en el 2003 en GW.h (REE, 2003)



Gráfico 42 Previsión del crecimiento de las centrales de ciclo combinado en el periodo 2004-2006 (REE, 2003)



Gráfico 44 Red eléctrica de transporte en el 2003 (REE)



tanto los esquemas de operación como las infraestructuras actuales no son las apropiadas. Por un lado, para poder regular la generación y acoplarla a la demanda, será necesario disponer de una capacidad de generación muy superior a la actual, consecuencia por un lado de emplear centrales con menor factor de capacidad, y por otro de tener que regular la generación mediante la reducción del factor de capacidad (disipando capacidad de generación).

Respecto a la principal infraestructura, la red de transporte eléctrico, evidentemente no ha sido pensada para un sistema de generación basado en tecnologías renovables, y por tanto es de esperar que introduzca importantes limitaciones técnicas sobre el mismo. Tanto la capacidad de transporte de las distintas líneas como su distribución espacial por el territorio pueden resultar problemáticas para integrar una gran contribución de las energías renovables. En algunos aspectos, como el hecho de que en el sur y levante, con déficit de generación en la actualidad, haya buenos recursos renovables, puede resultar ventajosa la integración de algunas centrales renovables en estas regiones (si es que antes no se han construido ciclos combinados). Pero al pretender una gran contribución de las energías renovables, con una distribución mucho más descentralizada de la capacidad de generación por el territorio peninsular, cabe esperar que la red de transporte actual introduzca grandes limitaciones. Echando un vistazo a la red de transporte de el Gráfico 44 podemos apreciar claramente amplias regiones del territorio peninsular con importantes recursos de energías renovables (solares y eólicos) que no están cubiertos por la red,

y por tanto cuyo potencial de generación renovable se va a ver limitado por la capacidad de evacuación de la red de transporte. Así mismo, la capacidad de transporte de las líneas que van hacia el sur puede verse limitada para evacuar una gran generación destinada a cubrir la demanda en el norte (en instantes en los que predominen los recursos renovables en el sur frente a los del norte), cuando han sido diseñadas para transportar un flujo eléctrico relativamente pequeño en comparación con el que manejan las líneas del norte. De hecho, el propio concepto de flujo eléctrico unidireccional desde unas regiones del territorio nacional donde está centralizada la capacidad de generación hacia otras, debe abandonarse en el caso de un sistema con elevada penetración renovable, en el cual en ciertas épocas del año los principales centros de generación se localizarán en una región del territorio y en otras épocas se desplazarán a otras zonas invirtiendo los flujos eléctricos.

Ante el desafío de reestructurar todo el sistema de generación para encaminarlo a la sostenibilidad conviene no perder de vista que la red de transporte eléctrico debería ser un medio y no un fin en sí misma. Si cambia la filosofía y estructura del sistema de generación, la red eléctrica deberá acomodarse a ese cambio para seguir ejerciendo su función de medio de transporte si es que es capaz, y si no lo es, deberá buscarse otro medio de transporte apropiado para el nuevo sistema de generación. Lo que carece de sentido, es que ante la urgencia de encaminar nuestro sistema energético hacia la sostenibilidad, un medio como es la red de transporte eléctrico condicione y limite las posibilidades de este cambio.

En el marco de este proyecto vamos a proceder a analizar la viabilidad de un sistema de generación prácticamente basado en las energías renovables, y como una parte de este análisis vamos a analizar las restricciones que introduce la red de transporte actual para alcanzar este objetivo, por ser el medio con el que contamos en la actualidad y por centrar la mayoría del debate actual sobre el crecimiento del aporte renovable a nuestro sistema de generación. Pero no debe perderse de vista que las restricciones de la red *actual* sobre el sistema de generación del *futuro* tienen una importancia relativamente pequeña, y lo relevante sería evolucionar hacia el sistema de transporte del futuro capaz de gestionar de la mejor forma posible el sistema de generación del futuro.

Desde un punto de vista técnico-económico, y teniendo en cuenta las restricciones ambientales, si comparáramos las opciones de integrar las energías renovables que permita el sistema de transporte actual, con la opción de diseñar el sistema de transporte para optimizar la contribución renovable, desde nuestro punto de vista la segunda opción tiene muchas opciones de resultar la más favorable, tanto por permitir emplazar la capacidad de generación en las regiones de mejor recurso (menor coste), como por su mejor capacidad de gestionar estos aportes con su variabilidad espacio-temporal, que conduce a un menor requerimiento de potencia punta instalada.

2.4. Recursos hidroeléctricos

2.4.1. Producción hidroeléctrica

La producción hidroeléctrica depende tanto de la disponibilidad de recurso hidráulico

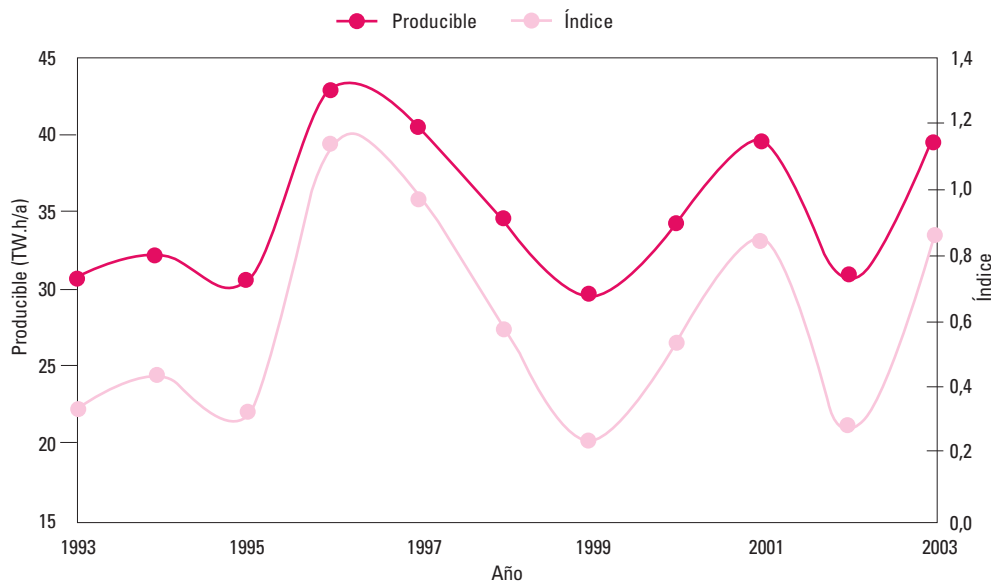
como de la estrategia de operación del sistema de generación. La disponibilidad del recurso hidráulico para una potencia hidroeléctrica instalada se expresa mediante el producible hidroeléctrico, que se suele comparar con la media histórica de los años anteriores mediante el índice de producible hidroeléctrico (cociente del producible en un año dado con el histórico). En los siguientes gráficos mostramos la evolución del producible hidroeléctrico anual desde 1993 a 2003, y la evolución del producible hidroeléctrico diario en los años 2002 y 2003 comparados con sus medias históricas. El producible hidroeléctrico tiene en cuenta las necesidades de recurso hídrico para otros usos, por lo que una mejora en la eficiencia de estos (regadío) o reducción en su demanda (abastecimiento), generaría un incremento en el producible hidroeléctrico. [Ver Gráfico 45 y 46].

Para el desarrollo del escenario a 2050, vamos a asumir un cierto valor de la potencia hidroeléctrica instalada (ver más abajo). Para el producible hidroeléctrico histórico asumiremos una proporcionalidad del valor del 2003 con la evolución de la potencia instalada. Para la producción hidroeléctrica asumiremos un índice de producible hidroeléctrico en el 2050 del 90%.

2.4.2. Acumulación por bombeo

Un aspecto relevante de cara a la capacidad de regulación de un sistema de generación eléctrica con elevada penetración de las tecnologías renovables, es la capacidad de acumulación hidroeléctrica por bombeo. En el año 2003 disponíamos de una potencia hidroeléctrica de bombeo puro de 2.569 MW. Hasta ahora, la explotación del bombeo ha venido determinada por la hidráulicidad del año, y, fundamentalmente, por el margen que

Gráfico 45 Evolución del producible hidroeléctrico anual y de su índice en el periodo 1993-2003
(Recopilación informes REE)



proporciona en el régimen de retribución actual la diferencia entre el precio de compra en horas valle, y el de venta en horas punta. En el Gráfico 47 mostramos la evolución del consumo eléctrico para bombeo de 1993 al 2003. [Ver Gráfico 47].

En el caso de un sistema de generación con elevada penetración renovable, el uso del bombeo hidroeléctrico cambiaría sustancialmente, por la capacidad que él mismo proporcionaría para regular el sistema acumulando la producción de otras tecnologías renovables cuando excedieran la demanda.

Para el año 2050 vamos a asumir la disponibilidad de una potencia hidroeléctrica de bombeo de 8.000 MW, contando tanto el bombeo puro como el mixto, con una capacidad de

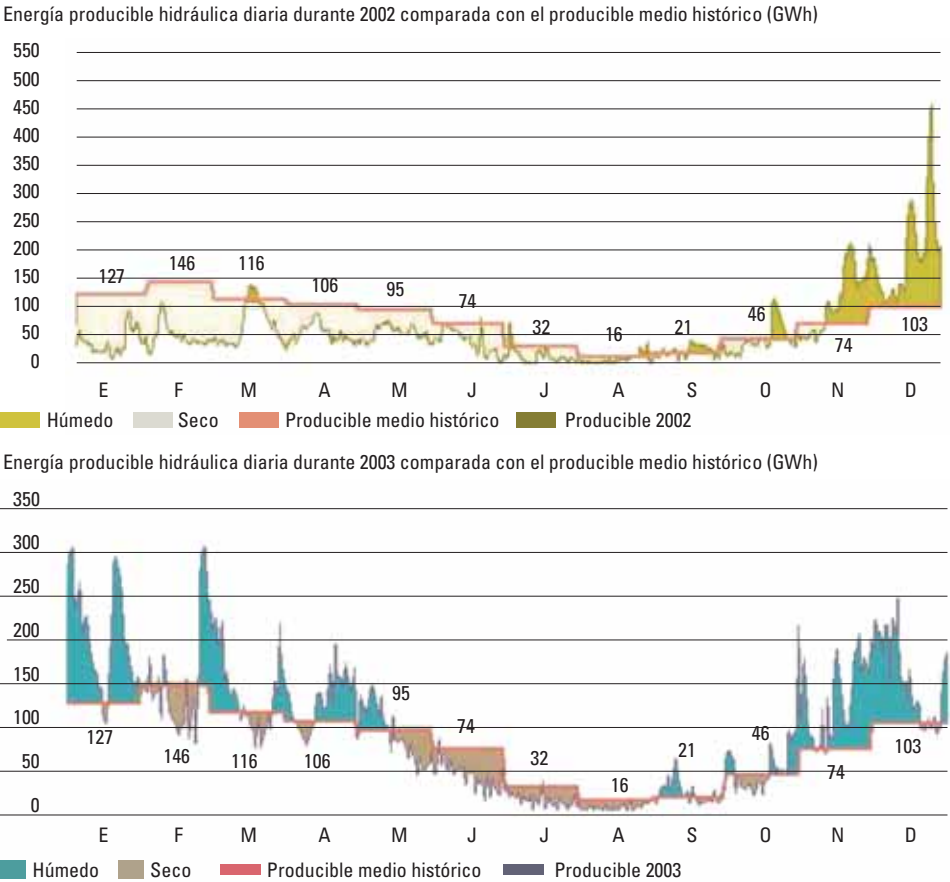
acumulación de 16 TW.h/a, y un rendimiento global de explotación del 70%.

2.5. Previsiones potencia instalada distintas renovables

En este apartado vamos a recoger la situación actual (a fines del 2003) de implementación de las distintas tecnologías renovables en España, así como los distintos escenarios de crecimiento de las mismas. Estos valores servirán para ubicar, tanto en magnitud como en necesidades de desarrollo de las distintas tecnologías, los resultados alcanzados en el marco de este proyecto.

Puesto que es común que la información sobre implementación de distintas tecnologías renovables se proporcione en unidades

Gráfico 46 Evolución del producible hidroeléctrico diario en los años 2002 y 2003 comparados con sus respectivos valores históricos (REE, 2002, 2003)



no homogéneas (MW, tep, etc.), y debido al hecho de que el factor de capacidad de las distintas tecnologías consideradas puede presentar grandes diferencias, vamos a proceder a homogeneizar la información presentada mediante la adopción de factores de capacidad y rendimientos representativos de cada tecnología. De esta forma, los resultados presentados serán en términos de potencia instalada y producción energética para todas las tecnologías.

En el Gráfico 48 mostramos la evolución horaria de la producción total del Régimen Especial en el año 2003. [Ver Gráfico 48].

2.5.1. Situación eólica a finales de 2003

La situación actual de las distintas renovables a finales del 2003 se encuentra bien descrita en los informes de la Comisión Nacional de la Energía sobre la producción en Régimen Especial (CNE, 2004). Para el caso de la eólica, esta información la hemos

elaborado para deducir los factores de capacidad con el que está operando en cada Comunidad Autónoma. Debido a que en esta primera fase del proyecto no hemos conseguido datos eólicos representativos a nivel provincial, para proyectar el

Gráfico 47 Evolución del consumo eléctrico para bombeo hidroeléctrico en el periodo 1993-2003 (recopilado de los informes de REE)

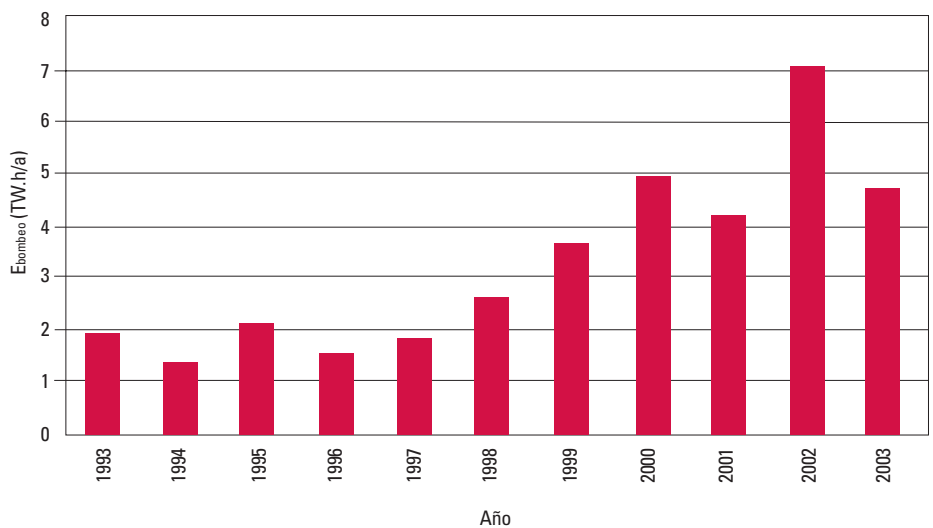
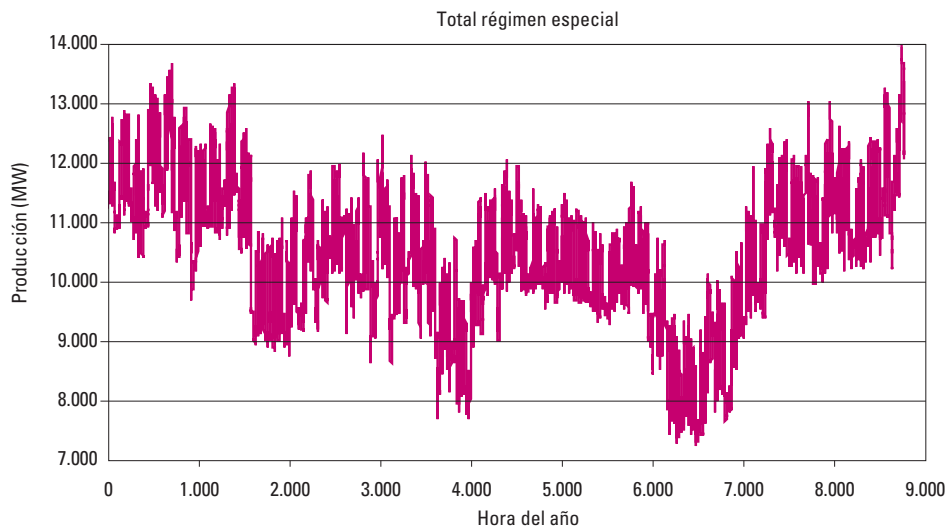


Gráfico 48 Producción total del Régimen Especial en el 2003 (datos CNE)



68 techo de generación eólica nos apoyaremos en estos valores para obtener una cota inferior de la generación eólica, que posteriormente contrastaremos con otro método de cálculo.

En el Gráfico 49 mostramos la distribución espacial de la potencia eólica instalada en las distintas Comunidades Autónomas a finales del 2003 según la CNE³: un total de 5.976 MW, de los cuales 5.853 MW eran peninsulares. [Ver Gráfico 49].

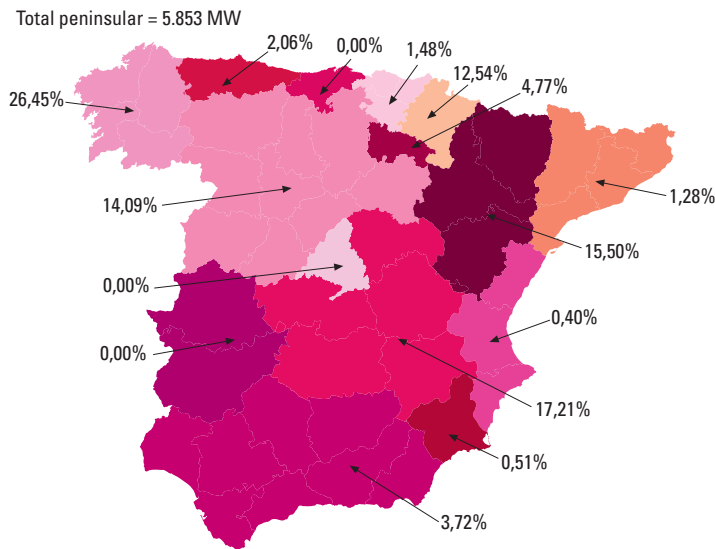
Procesando los datos de potencia instalada y producción de electricidad de la (CNE, 2004) hemos procedido a evaluar los factores de capacidad medios anuales de la potencia eólica instalada en las distintas CCAA, cuyo resultado mostramos en el Gráfico 50, y que proporcionan un valor medio nacional para el año 2003 de CF = 22,76%. [Ver Gráfico 50].

Los factores de capacidad de medios anuales dependen de la secuencia temporal con la que se ha ido instalando la potencia eólica. Esto explica los valores bajos del factor de capacidad mostrados en el gráfico anterior para las Comunidades Autónomas de Murcia y Asturias, que experimentaron un crecimiento de la potencia eólica instalada del 2002 al 2003 del 200% y el 64% respectivamente.

El factor de capacidad de la potencia eólica instalada depende de las características del potencial eólico del emplazamiento, de la tecnología eólica y en el futuro, con una gran penetración renovable, dependerán también de los niveles de regulación de potencia que se introduzcan a nivel parque o máquina.

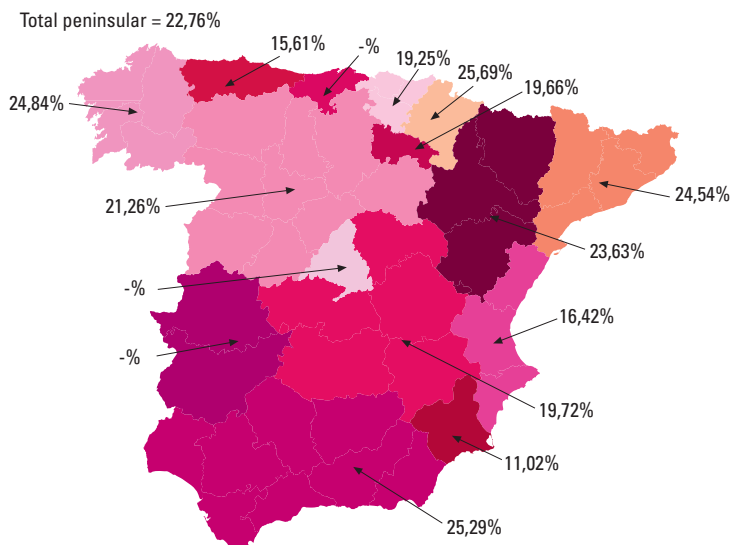
A medida que la tecnología eólica va mejorando, para un emplazamiento dado aumentaría

Gráfico 49 Reparto por comunidades autónomas de la potencia eólica peninsular instalada a finales del 2003 (CNE, 2004)



³ Esta cifra no corresponde con la dada por REE que cuantificaba en 6.202 MW la potencia instalada a finales del 2003. En parte, esto se explica por el distinto criterio llevado por REE y la CNE para contabilizar la potencia eólica. La primera contabiliza la potencia eólica instalada, mientras que los segundos cuantifican la que ya ha facturado según el Régimen Especial.

Gráfico 50 Factores de capacidad medios a finales del 2003 procesados a partir de los datos de potencia instalada y generación de electricidad de la (CNE, 2004)



el factor de capacidad del parque (con un límite dado por el recurso eólico disponible). Pero la realidad es que los primeros parques son los que han ocupado los mejores emplazamientos, por lo que la potencia eólica adicional se irá instalando en emplazamientos menos favorables, lo cual lleva asociada una reducción del factor de capacidad. Además, a medida que vaya aumentando la penetración eólica en la red de transporte eléctrico, es probable que se le empiece a exigir una regulación de la potencia eólica inyectada en la red. Esta regulación se puede conseguir tanto a nivel máquina mediante la modificación de su coeficiente de potencia (variación de su velocidad de rotación) u orientación, como a nivel parque conectando o desconectando distintos aerogeneradores. Sin embargo, en cualquier caso, el efecto de esta regulación de la potencia eólica entregada es reducir el factor de capacidad de la instalación

(y consecuentemente aumentar el coste de la electricidad generada).

Por tanto, vemos cómo si bien la mejora tecnológica conduce hacia un incremento de los factores de capacidad respecto a la situación actual, tanto el aprovechamiento de peores emplazamientos como la regulación de potencia van en dirección contraria. A la vista de estas consideraciones, para el procesamiento posterior de la información relativa a la potencia eólica instalada asumiremos unos factores de capacidad evaluados a partir de los datos de la CNE para los años 2001, 2002 y 2003, adaptados cuando fuera necesario asumiendo que la mitad de la potencia instalada lo fue a lo largo de la segunda mitad del año⁴, y asumiendo unos factores de capacidad medios de las Comunidades vecinas en aquellas CCAA que en la actualidad no cuentan con potencia eólica

⁴ Aún con todo, los valores de Asturias (CF=17,2%) y de la Comunidad Valenciana (CF=16,5%) nos parecen demasiado bajos. Puesto que hemos detectado alguna otra inconsistencia en los datos de la CNE (Comunidades con CF > 50% durante algunos años), damos estos valores por erróneos y asumimos en estas Comunidades un CF=24% más coherente con los de las CC.AA. vecinas.

70 instalada. En el Gráfico 51 mostramos los resultados. [Ver Gráfico 51].

En el Gráfico 52 mostramos la generación eléctrica de origen eólico que se habría obtenido en el 2003 con los factores de capacidad considerados. [Ver Gráfico 52].

También tiene interés la relación entre la electricidad eólica generada en cada Comunidad y la demanda eléctrica en esta Comunidad. En el Gráfico 53 mostramos esta información para el año 2003 asumiendo los factores de capacidad del periodo 2003-2050 y la demanda eléctrica por comunidades obtenida de (REE, 2004). [Ver Gráfico 53].

Por último, conviene resaltar la importante dependencia estacional del factor de capacidad eólico. En el Gráfico 54 mostramos el factor de capacidad de la eólica peninsular a

lo largo del año 2003 según datos de la CNE. Como vemos, en los meses de verano, el factor de capacidad puede llegar a ser del orden de un tercio del que se obtiene en pleno invierno. En este sentido, el recurso eólico terrestre estará fuertemente correlacionado con el hidroeléctrico, lo cual es bueno desde el punto de vista de la regulación de la potencia eólica, pero negativo desde el punto de vista de la cobertura de la demanda: en los meses de verano habrá poca disponibilidad eólica e hidroeléctrica para cubrir la creciente demanda de refrigeración, que se verá aún más incrementada en el caso de recurrir a procesos de desalación de agua de mar basados en consumo de electricidad (ósmosis inversa). [Ver Gráfico 54].

2.5.2. Plan de Fomento

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (Ministerio de Industria y Energía, 1999)

Gráfico 51 Factores de capacidad de la potencia eólica instalada asumidos como cota inferior de las actuaciones de los parques eólicos en el periodo considerado (2003-2050)

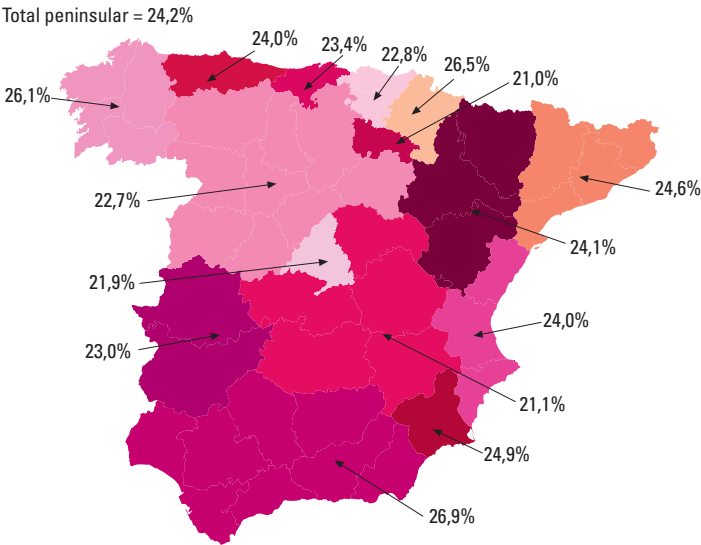


Gráfico 52 Generación eléctrica en el 2003 a partir de la potencia eólica instalada a finales de este año según la CNE y de los factores de capacidad considerados como representativos del periodo 2003-2050

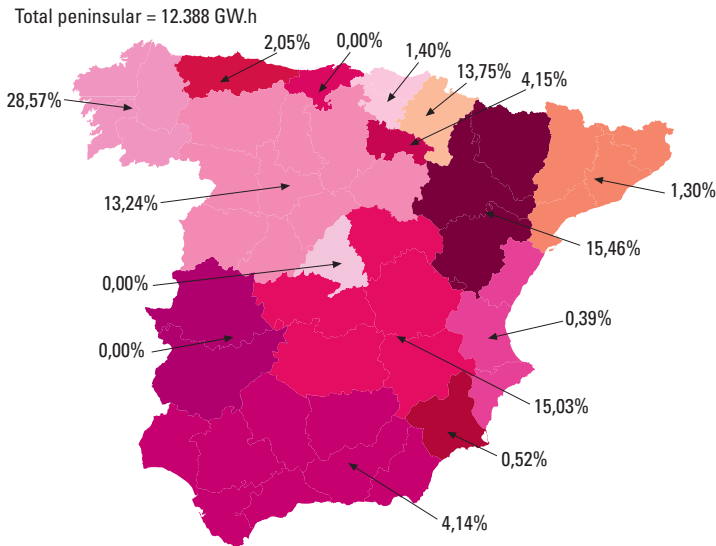


Gráfico 53 Porcentaje de la producción eólica frente a la demanda de electricidad en cada Comunidad Autónoma con la potencia instalada a finales del 2003 según la CNE, y los factores de capacidad considerados representativos del periodo 2003-2050. La demanda de electricidad para este año se ha tomado de REE

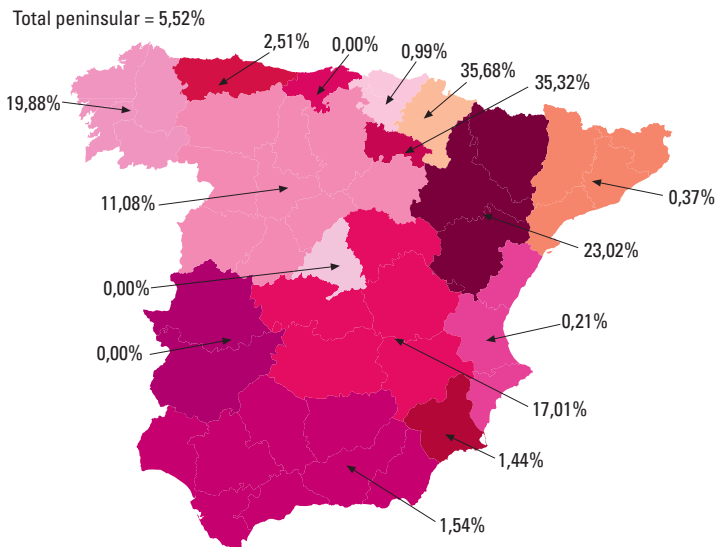
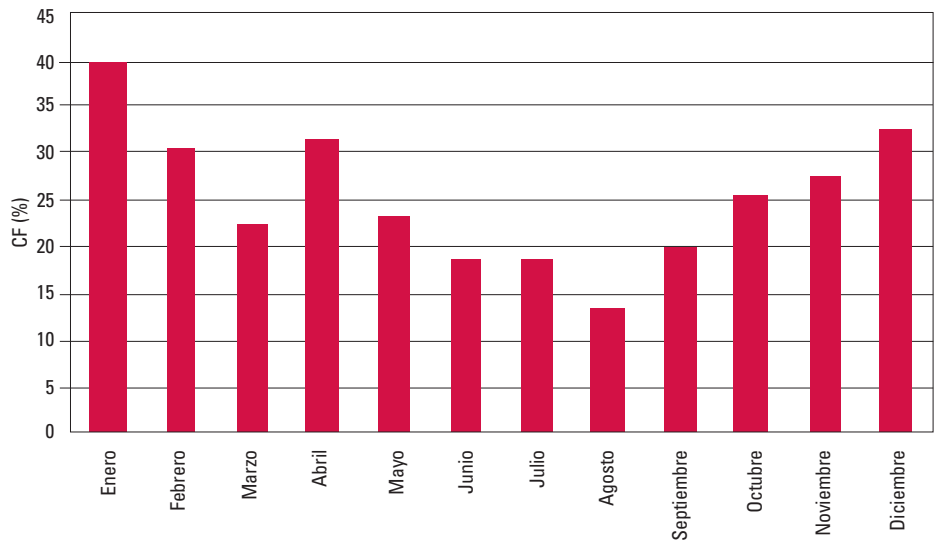


Gráfico 54 Modulación mensual del factor de capacidad eólica peninsular a lo largo del año 2003 según datos de la CNE (CNE,2004)



constituye desde su aparición una de las referencias principales en nuestro país para las energías renovables. El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) pretende alcanzar el objetivo, en línea con el del Libro Blanco de la UE, de que las fuentes de energía renovable cubran al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010. Para ello, el PFER establece unos objetivos de desarrollo de las distintas tecnologías consideradas. Algunos de estos objetivos, como el de la eólica, serán claramente superados por el desarrollo comercial de la tecnología, mientras que otros probablemente no se lleguen a alcanzar al ritmo de crecimiento actual, lo cual constituye un indicador directo de la eficacia de las medidas de apoyo introducidas en las distintas tecnologías.

En el PFER, además de los objetivos de desarrollo para el 2010, se presentan también

unas valoraciones del potencial de las distintas tecnologías, que nos pueden servir de referencia para nuestro año objetivo de análisis (2050).

Debemos resaltar que el PFER realiza un tratamiento poco profundo de algunas tecnologías. Un caso evidente es la solar termoeléctrica, en la cual no se realiza ninguna evaluación del potencial, y se fija un objetivo para el 2010 sin fundamento alguno en el contexto del PFER. Otras tecnologías, como la de las olas y la geotérmica para generación de electricidad, quedan completamente excluidas del PFER.

A continuación pasamos a presentar los resultados tanto de los objetivos para 2010 como de las evaluaciones de potencial que se deducen del PFER. Para llegar a una valoración completa del potencial presentado en el PFER, hemos procedido a procesar la

información presentada en el mismo mediante una serie de hipótesis (factores de capacidad, rendimientos, etc.) coherentes en la medida de lo posible con el resto de la información en el PFER. En todo el análisis nos vamos a limitar a la generación de electricidad.

En el Gráfico 55 mostramos la situación en 1998, origen del PFER. Con 18.856 MWe y una generación de 39,54 TW.h/a (14,12% de la demanda peninsular en 2050), la situación de partida aparece claramente dominada por la generación hidroeléctrica con centrales de gran potencia. [Ver Gráfico 55].

En el Gráfico 56 mostramos los objetivos establecidos para el año 2010 por el PFER. En términos de potencia constituyen una potencia instalada de 30.356 MWe, y una generación eléctrica de 76,60 TW.h/a (27,36% de la demanda peninsular en 2050). [Ver Gráfico 56].

Las propuestas del PFER para el 2010 han sido recientemente revisadas y es de esperar que en breve (verano 2005) salga una actualización de la misma, en la que los objetivos de diversas tecnologías (eólica, fotovoltaica, termoeléctrica, etc.) se vean ampliamente superados por la realidad actual, mientras los de otras tecnologías que no han seguido el ritmo de crecimiento esperado pueden ver sus objetivos reducidos. En el Gráfico 57 mostramos la propuesta de ampliación del PFER para la fotovoltaica realizada por (ASIF, 2004). [Ver Gráfico 57].

Sin embargo, lo que en principio no debería cambiar si estuviera correctamente evaluado son los potenciales de cada una de las tecnologías renovables presentados en el PFER. En el Gráfico 58 mostramos los potenciales de potencia instalada y generación eléctrica con las distintas tecnologías que se deducen del

Gráfico 55 Potencia instalada y producción eléctrica de energías renovables en 1998

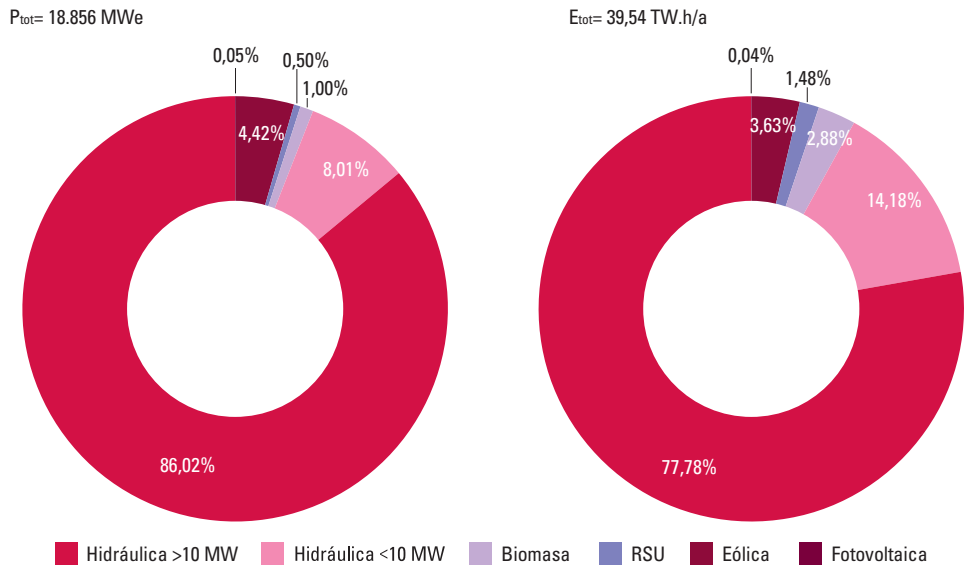


Gráfico 56 Objetivos de potencia instalada y generación eléctrica con energías renovables para el año 2010 según el PFER

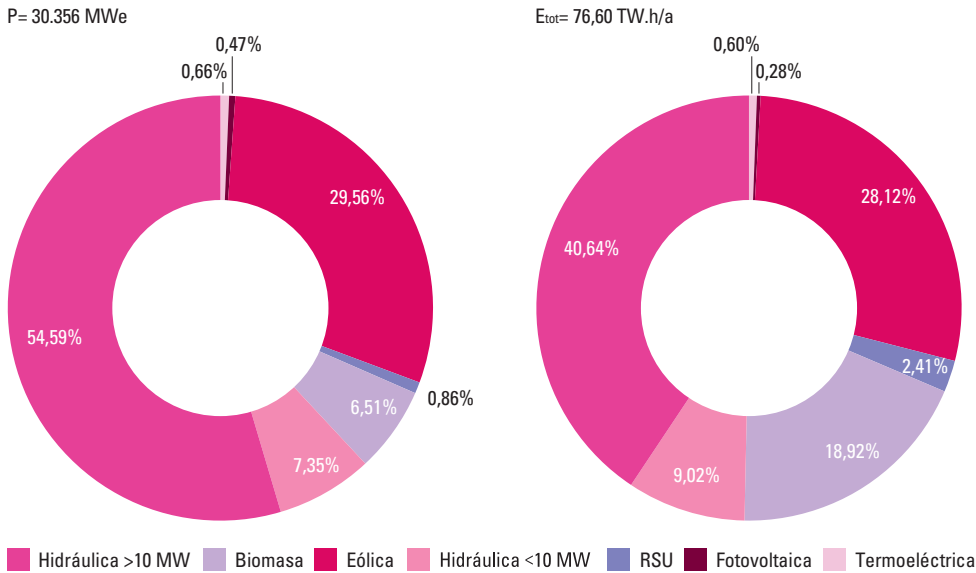
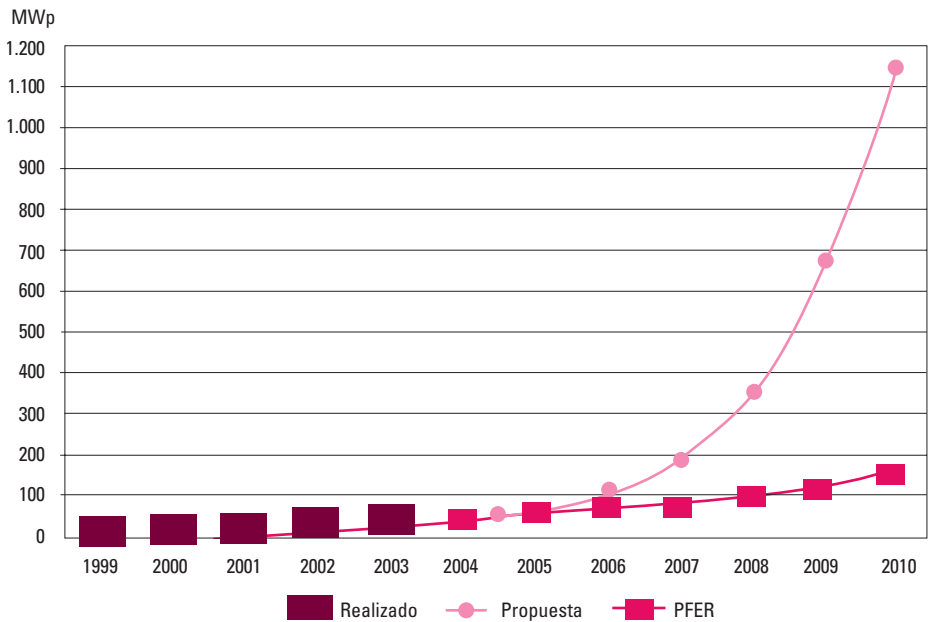


Gráfico 57 Propuesta de ampliación del objetivo del PFER para la fotovoltaica en el 2010 (ASIF, 2004)



PFER. Para ello, hemos empleado factores de capacidad y rendimientos coherentes en la medida de lo posible con el resto del documento para elaborar la información relativa a los potenciales de las distintas tecnologías presentada en el PFER. Con una potencia de 53.775 MWe y una generación eléctrica de 143,62 TW.h/a (51,29% de la demanda peninsular en 2050) ya dejan entrever las posibilidades de las tecnologías renovables para abastecer el sistema de generación eléctrica en el 2050. Sin embargo, debemos resaltar el tratamiento superficial que se ha realizado en el PFER para valorar los techos de varias tecnologías renovables. Así, para la solar termoelectrica ni tan solo figura en el PFER una valoración de su potencial (a pesar de incluir un objetivo de 200 MWe para el 2010), mientras otras tecnologías están excluidas, y el tratamiento de la fotovoltaica es también muy superficial y conservador. [Ver Gráfico 58].

Por último, y para que sirvan de referencia, presentamos en el Gráfico 59 los factores de capacidad deducidos de la información detallada en el PFER para cada uno de los horizontes temporales considerados. [Ver Gráfico 59].

Desde el punto de vista de nuestro análisis, vamos a considerar que para el 2050 se ha desarrollado el potencial apuntado por el PFER para la mini hidráulica, pequeña hidráulica y para la biomasa de fuentes residuales, dentro de la cual vamos a incluir el biogás. Por tanto, podríamos contar con la potencia y generación eléctrica para el 2050 mostrada en la Tabla 22, si bien posteriormente matizaremos estos resultados para proyectarlos hacia el 2050. [Ver Tabla 22].

Adicionalmente existiría la posibilidad de incorporar el potencial de RSU (566 MWe y 3,5 TW.h/a), que en principio vamos a excluir por su problemática medioambiental.

Gráfico 58 Potencial de las tecnologías renovables para generación de electricidad. Información elaborada a partir de los resultados presentados en el PFER

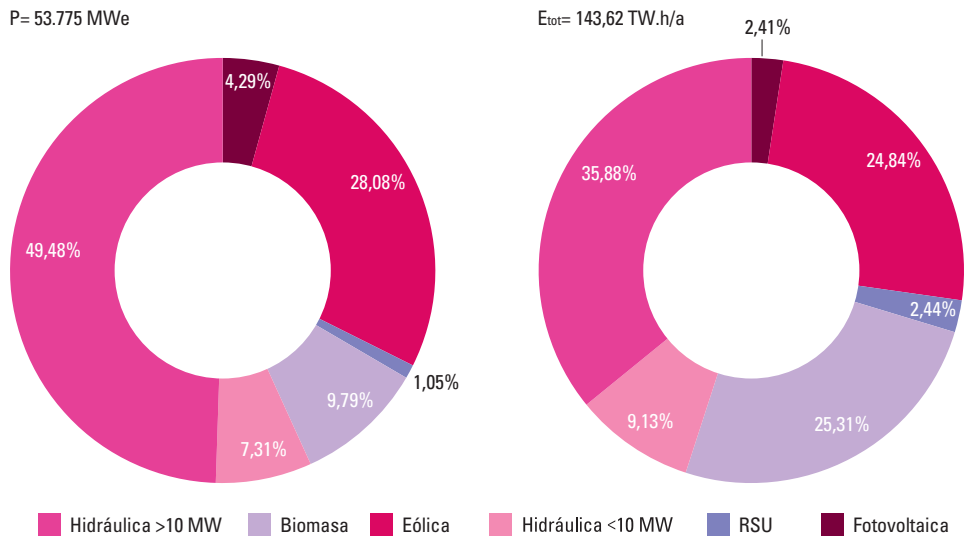


Gráfico 59 Factores de capacidad anuales considerados para las distintas tecnologías en el PFER para cada uno de los horizontes temporales analizados

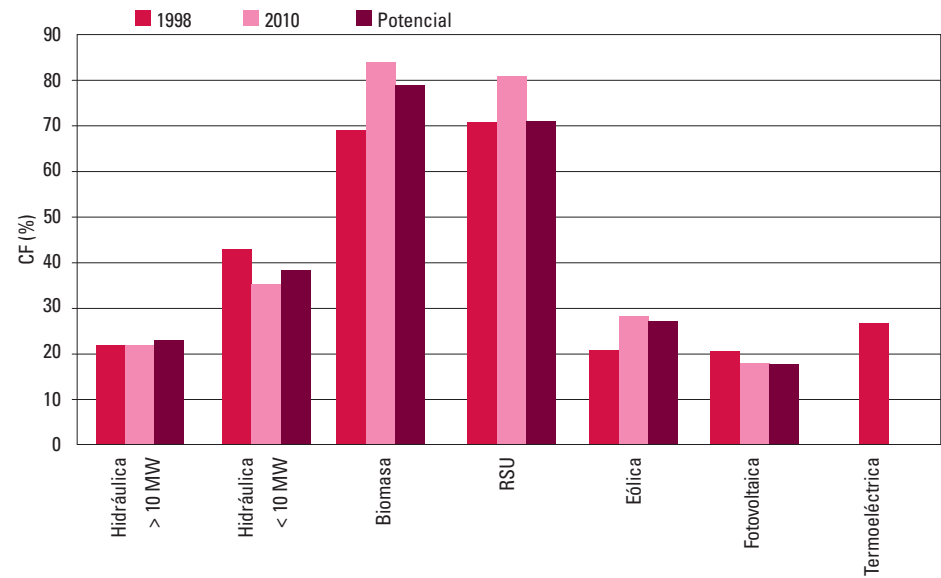


Tabla 22 Potencia y generación eléctrica del potencial del PFER

	P (MWe)	E (TW.h/a)
Minihidráulica (P< 10 MW)	10.387	20,77
Pequeña hidráulica (10 MW < P < 50 MW)	3.929	13,11
Biomasa residual y biogás	3.165	21,89

2.5.3. Planificación sectores de electricidad y gas

En el documento de planificación de las redes de electricidad y gas para el periodo 2002-2011 (MINECO, 2002), se revisaron al alta algunos objetivos del Plan de Fomento en potencia instalada de régimen especial para ajustar la aportación porcentual planificada al mayor crecimiento esperado de la demanda.

En los siguientes gráficos mostramos la potencia instalada y producción energética del régimen especial, del régimen especial más la gran hidráulica, y de las renovables en

el 2011 según (MINECO, 2002). Como podemos ver, para el conjunto del régimen especial más la gran hidráulica se prevé ya en 2011 una potencia instalada de 42.833 MWe con una generación eléctrica de 130,96 TW.h/a (46,8% de la demanda peninsular para el 2050). Sin embargo, el Régimen Especial incluye la cogeneración con combustibles fósiles, que nosotros hemos excluido por considerar que para el 2050 la cogeneración debe apoyarse en combustible de origen renovable. Excluyendo la cogeneración, la potencia de tecnologías renovables para el 2011 sería de 35.733 MWe, con una

generación de 92,96 TW.h/a (33,2% de la demanda peninsular para el 2050).

Desde el punto de vista de nuestro análisis, en un principio querríamos considerar que la cogeneración prevista para 2011 (7.100 MWe generando 38 TW.h/a), en el horizonte de nuestro estudio (2050) está operativa pero alimentada con biomasa (biocombustibles, gasificación, pirólisis rápida, etc.). Sin embargo, como veremos posteriormente en el análisis del techo de biomasa, los limitados recursos disponibles en la España peninsular no dan para mantener esta cogeneración simultáneamente con los techos de generación eléctrica deducidos, y por tanto no vamos a incorporar esta potencia adicionalmente a la de los techos. Dada la escasez del recurso sería necesario decidir dónde se emplea, en alimentar la cogeneración ya establecida o para nuevas centrales de generación eléctrica. Pero desde el punto de vista de nuestro análisis vamos a considerar que los recursos

de biomasa se emplean en nuevas centrales eléctricas con la tecnología que posteriormente detallaremos, y que si bien también incorporan la cogeneración, pero están dimensionadas para optimizar la producción eléctrica. [Ver Gráficos 60, 61 y 62].

A continuación mostramos el factor de capacidad anual que se está asumiendo en (MINECO, 2002) para cada una de las tecnologías del régimen especial para el 2002, y por último, el porcentaje de la producción energética de cada una de las tecnologías del régimen especial y de la hidráulica respecto al escenario central, más probable según esta referencia para el 2011, que como vemos es muy cercano al escenario peninsular para 2050 que hemos elaborado nosotros. [Ver Gráficos 63 y 64].

2.5.4. RD 436/04

La última referencia oficial en cuanto a desarrollo potencial de las energías renovables lo constituyen los límites para la validez del

Gráfico 60 Potencias y producción energéticas planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías en régimen especial por (MINECO, 2002)

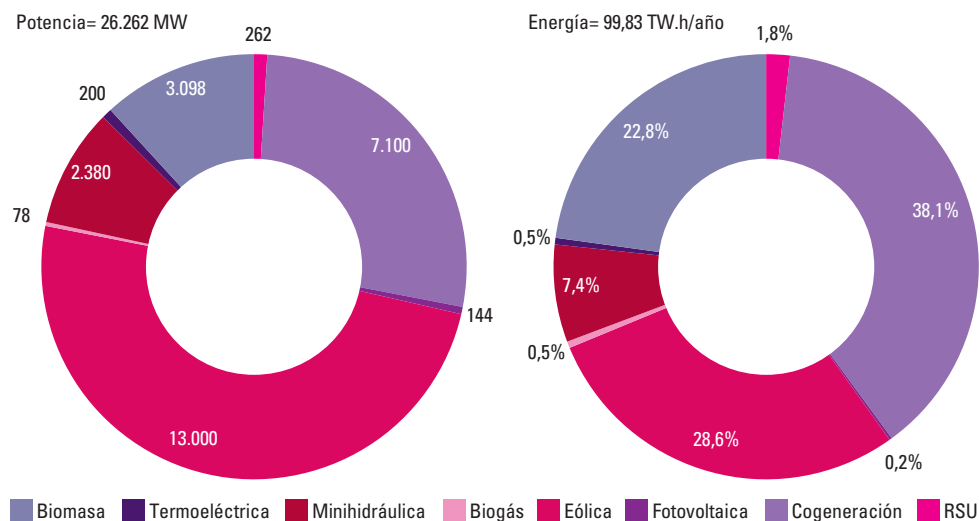


Gráfico 61 Potencias y producción energética planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías en régimen especial y la gran hidráulica (MINECO, 2002)

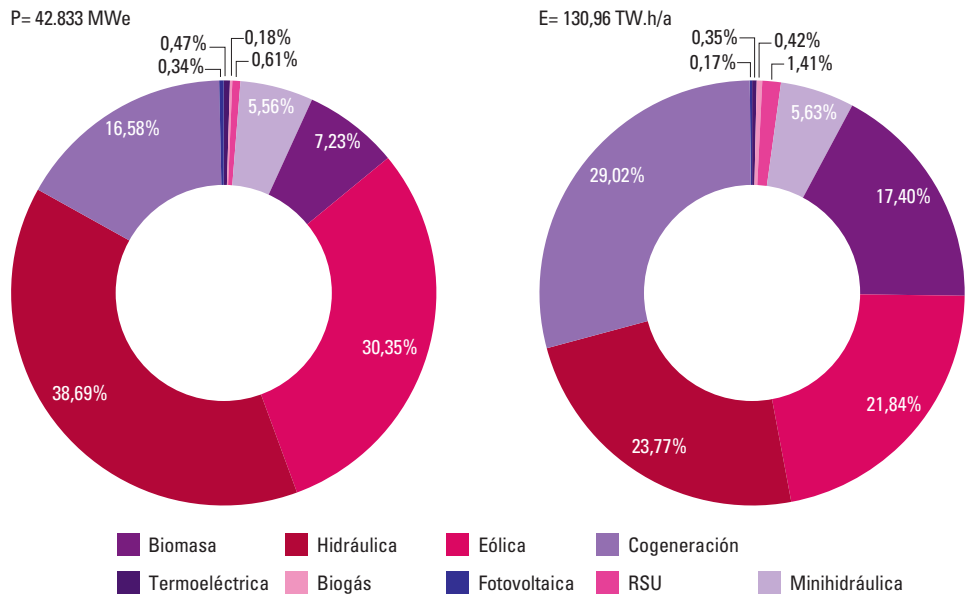
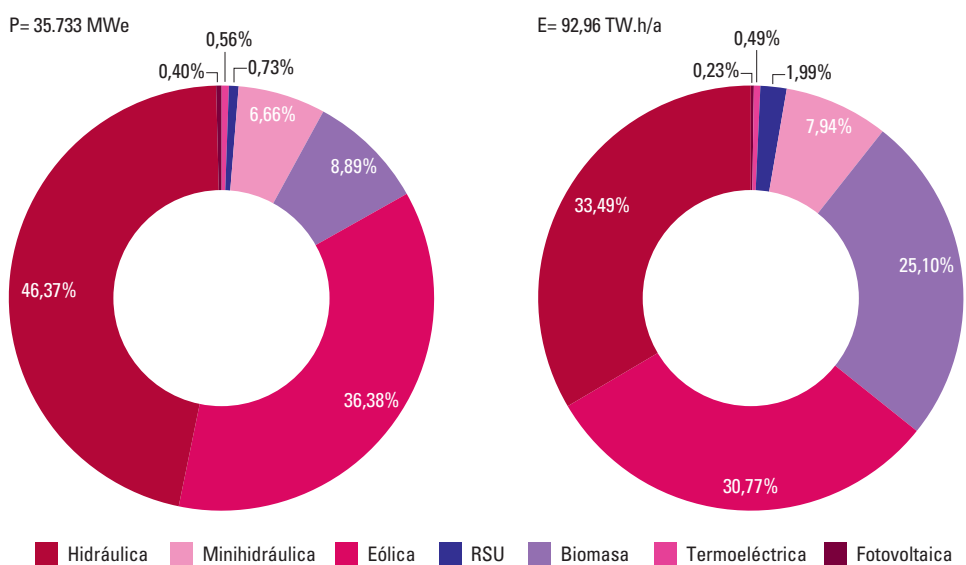


Gráfico 62 Potencias y producción energética planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías renovables por (MINECO, 2002). El biogás se ha incluido en biomasa



régimen económico implementados en el RD 436/04 de marzo del 2004, por el que se establece el tratamiento actual del régimen especial. No todas las tecnologías renovables disponen de límites, y algunas de ellas tienen un límite conjunto. En el siguiente gráfico mostramos estos valores. Para valorar la producción energética

Gráfico 63 Factores de capacidad asumidos para las distintas tecnologías de régimen especial en el 2011 por (MINECO, 2002)

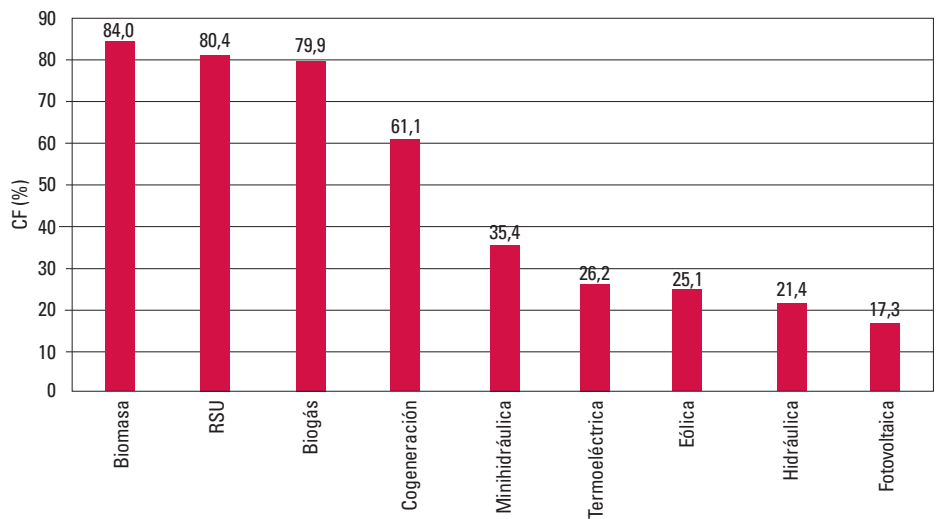
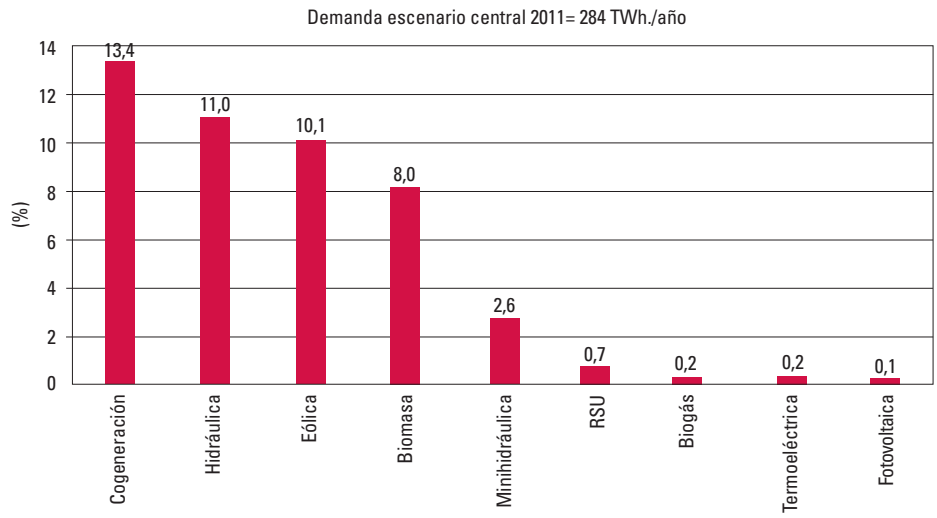


Gráfico 64 Contribución de las distintas tecnologías de régimen especial y de la hidráulica a la demanda energética del escenario central (más probable) para el año 2011 (MINECO, 2002)



80 hemos empleado los factores de capacidad del (MINECO, 2002). Como vemos, al desarrollarse toda esta potencia tendríamos 26.400 MWe con una generación de 100,7 TW.h/a (36,0% de la demanda peninsular para 2050). [Ver Gráfico 65].

2.5.5. Eólica Terrestre

En (BCG, 2003) aparece una evaluación del potencial eólico bruto identificado y disponible para su explotación en España, cifrado en un total de 30 GW y distribuido según las horas equivalentes de operación de los emplazamientos según el Gráfico 66. En esta referencia se apunta hacia el desarrollo de los 13 GW para el año 2011. [Ver Gráfico 66].

La principal referencia de escenarios de crecimiento de la eólica terrestre la constituye el estudio Viento Fuerza-12 (BTM-Consult, 2003), apuntando a nivel mundial a 1.260 GW para el año 2020 (cobertura del 12% de la

demanda eléctrica mundial), y a 3.000 GW para el 2040, con capacidad de satisfacer el 22% del consumo eléctrico mundial.

En (BTM-Consult, 2003) se apunta como referencia del potencial eólico terrestre un estudio realizado por la Universidad de Utrech en 1993, que para España consideraba un potencial eólico técnico de 43 GW (con capacidad de generar 86 TW.h/a). Sin embargo, esta referencia se considera en (BTM-Consult, 2003) como muy conservadora, tanto por estar realizada en 1993 con máquinas eólicas tipo de 250 kW, con una altura de buje de 30 m (aprovechando por tanto un recurso eólico considerablemente inferior al de las máquinas actuales y con más razón a las del 2050), y una tecnología considerablemente inferior a la actual y futura, como por el escaso grado de detalle en el análisis de techos de potencia realizados. En la misma (BTM-

Gráfico 65 Límites impuestos en el RD 436/04 para la validez del régimen económico actual para el régimen especial. Biomasa incluye el biogás. La producción energética está evaluada con los CF de (MINECO, 2002)

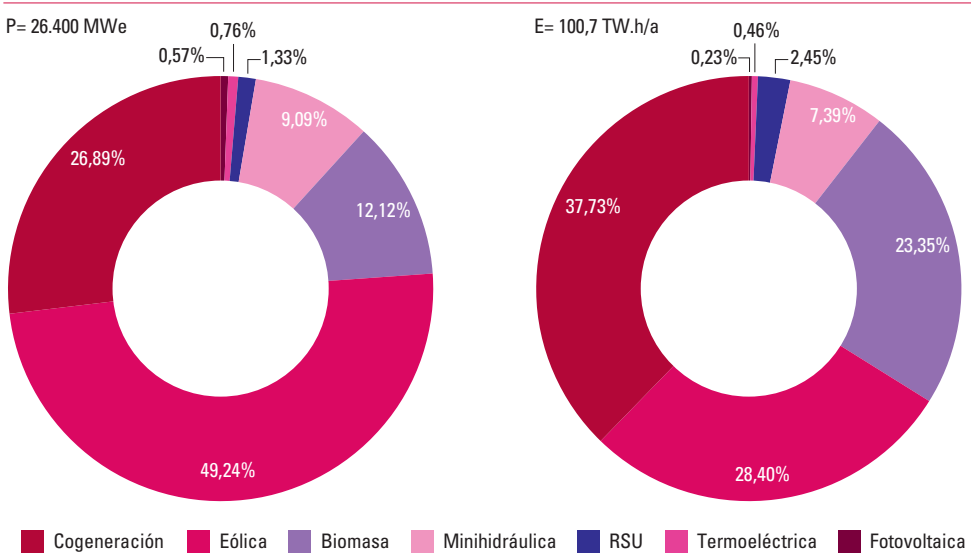
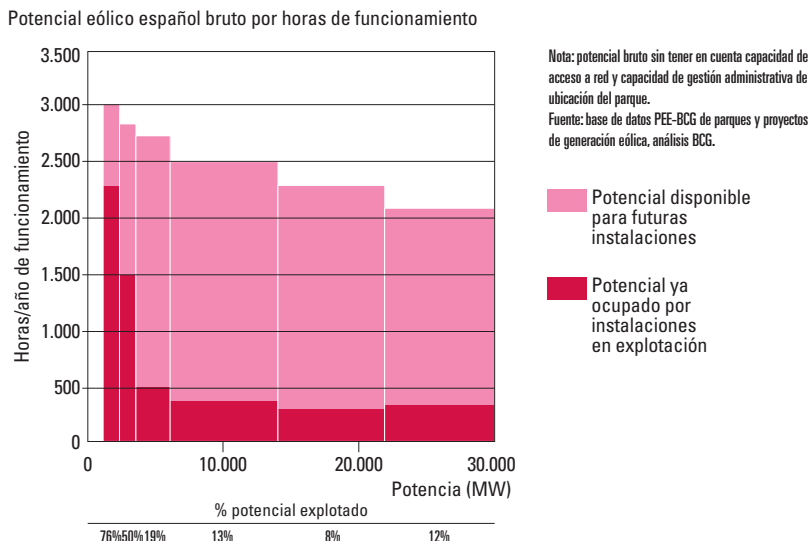


Gráfico 66 Potencial eólico terrestre en España distribuido por las horas equivalentes de operación de los emplazamientos (BCG, 2003)



Consult, 2003) se apunta que para el caso de Alemania, el techo propuesto por el estudio de la Universidad de Utrech (12 GW) se ha visto ampliamente superado por estudios más detallados del Ministerio de Economía Alemán (64 GW).

2.5.6. Eólica marina

En (Greenpeace, 2003) se apunta un potencial eólico marino en España de unos 20 GW.

En el estudio "Sea Wind Europe" de Marzo 2004 realizado por Garrad Hassan para Greenpeace se desarrolla un escenario para el año 2020 en el cual, mediante la instalación de 240 GW eólicos off-shore en la UE-15 se consigue satisfacer el 30% del consumo eléctrico actual en EU-15 y 23% del consumo previsto en 2020.

En este estudio, la previsión de potencia off-shore instalada en España para el 2020 es de

25,52 GW. Esta referencia no proporciona información cuantificada del reparto espacial de esta potencia dentro de la geografía española, a excepción de un mapa donde se indican cuantitativamente posibles emplazamientos para la instalación de esta potencia, si bien se observa repartida entre las Comunidades Autónomas de Galicia, Asturias, Cantabria, Valencia y Andalucía. En el Gráfico 67 mostramos el mapa de (Garrad Hassan, 2004). [Ver Gráfico 67].

Mediante el apoyo de un sistema SIG (Sistema Información Geográfica) hemos desagregado la información del estudio realizado en (Garrad Hassan, 2004) por provincias. En los tres gráficos siguientes mostramos en primer lugar la distribución provincial de la potencia off-shore instalada en el 2020 según esta referencia. Posteriormente, empleando los factores de capacidad de la eólica marina deducidos de (Garrad Hassan, 2004) para el

82 **Gráfico 67** Indicación del potencial y la evolución de la potencia off-shore instalada en España y Portugal según (Garrad Hassan, 2004)



en producción eléctrica considerando sólo esta tecnología. Finalmente, mostramos la producción eléctrica off-shore en valor relativo a la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Como podemos ver, la producción de estas instalaciones off-shore en el año 2020 es de 77,835 TW.h/año, que constituye un 27,80% de la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Con todo, el desarrollo anticipado para el 2020 por el escenario de la (Garrad Hassan, 2004) constituye sólo un 9,75% del área potencial disponible para esta tecnología. [Ver Gráficos 68, 69 y 70].

Conviene resaltar que en (Garrad Hassan, 2004) la evaluación de la producción eléctrica de este sistema de generación se ha hecho en base a una capa SIG de distribución de velocidades medias de viento (probablemente anuales), y por tanto consiste en la evaluación de la potencia media a partir de la curva de la máquina eólica implementada y una

Gráfico 68 Potencia off-shore peninsular en el año 2020 según el escenario de (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total potencia = 25,52 GW. Potencia off-shore peninsular en 2020 según SWE

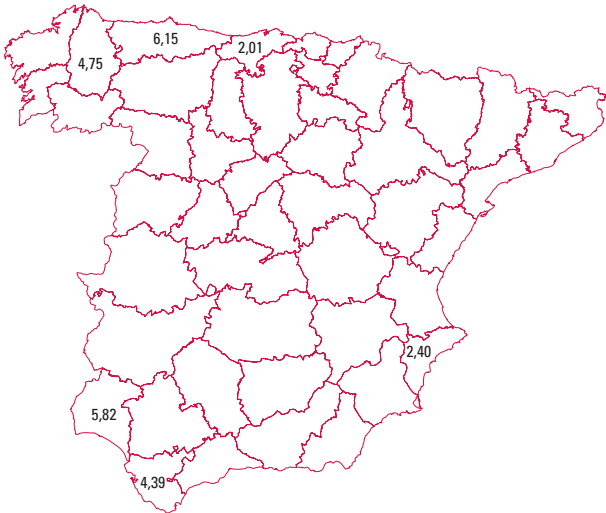


Gráfico 69 Porcentaje respecto a la demanda eléctrica provincial (escenario elaborado para el 2050) de la producción eléctrica off-shore en el año 2020 según el escenario de la (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total producción = 77,835 TW.h/año. Porcentaje respecto a demanda provincial en 2050

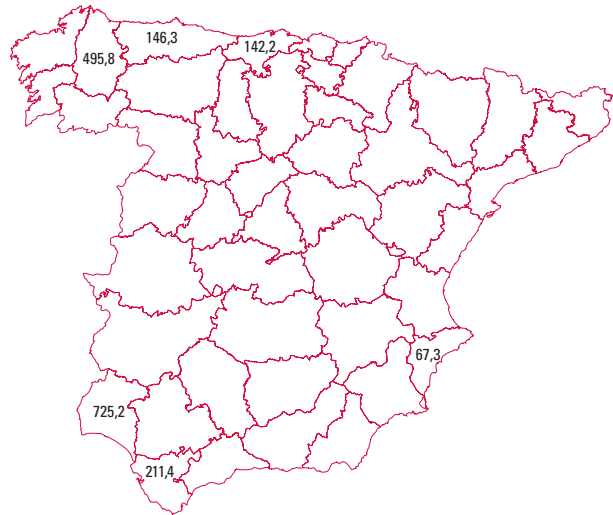
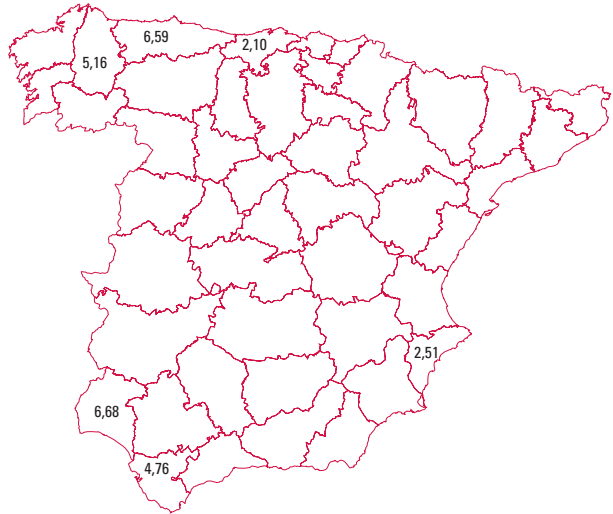


Gráfico 70 Porcentaje respecto a la demanda eléctrica peninsular (escenario elaborado para el 2050) de la producción eléctrica off-shore en el año 2020 según el escenario de (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total demanda peninsular = 280 TW.h/año. Porcentaje respecto a demanda peninsular en 2050



función de distribución de probabilidades de velocidad del viento (probablemente una Weibull pero no se indica información sobre su factor de forma). Sin embargo además de los efectos de la distribución real de vientos existente, existen efectos por interferencia de estelas de las distintas máquinas eólicas que reducen la producción energética respecto al supuesto de máquinas aisladas. Teniendo en cuenta que la densidad de ocupación que se ha empleado (8 MW/km^2) es bastante elevada, los efectos de interferencia serán significativos y reducirán la producción energética respecto a su potencial. En el caso de una baja implementación de la tecnología, las máquinas se pueden distribuir en pocas filas de tal forma que se limiten los efectos de interferencia, pero para alcanzar grandes potenciales de implementación, estos efectos se harán muy importantes como comentaremos posteriormente.

En el apartado de evaluación del techo de potencia y generación de la eólica marina seguiremos procesando la información del estudio presentado en (Garrad Hassan, 2004).

2.5.7. Solar termoeléctrica

En (Greenpeace, ESTIA, 2004) se presenta un escenario de crecimiento de la solar termoeléctrica para alcanzar a nivel mundial 21,54 GW ($54,6 \text{ TW.h/a}$) en el 2020 y 630 GW (1573 TW.h/a) en el 2040. El escenario se presenta desagregado por regiones, con 2,65 GW para España en el 2020, que proyectándolos al mismo ritmo que el crecimiento mundial indicado en esta referencia conducirían a 77,36 GW en el año 2040.

Debemos señalar el gran contraste existente entre la escasez de escenarios de crecimiento de la solar termoeléctrica y su limitado

alcance, con la desmesurada proliferación de escenarios de crecimiento fotovoltaico y su gran optimismo. Esta es una clara indicación de la necesidad de techos de potencia y generación coherentes entre ellos, elaborados en base a unos criterios, hipótesis y métodos de cálculo homogéneos y explícitos para todas las tecnologías.

2.5.8. Solar fotovoltaica

En este estudio vamos a asumir un gran crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada respecto a la condición actual. Más adelante, en el apartado de techos de potencia, vamos a justificar el motivo por el cual tomamos esta opción a pesar de los costes comparativamente más elevados en la actualidad para la tecnología fotovoltaica respecto a otras tecnologías renovables, pero lo que resulta evidente a la vista de las referencias disponibles es la gran actividad de la industria fotovoltaica en los últimos años. Probablemente es sobre esta tecnología sobre la que se han publicado una mayor cantidad de escenarios de crecimiento a lo largo de los últimos años, llegando algunos de ellos hasta el año 2050 objeto de nuestro estudio.

El estado actual de implementación de la tecnología es bastante limitado en relación al papel que esperamos que llegue a jugar en el escenario elaborado. Según (Eurobserv"ER, 2004), la potencia media per cápita actualmente instalada en la UE es de $1,50 \text{ Wp/hab}$, siendo en España de $0,69 \text{ Wp/hab}$, y en Luxemburgo (valor máximo) de $7,82 \text{ Wp/hab}$. Estos valores son muy bajos respecto al escenario que vamos a plantear para el 2050, pero la tasa de crecimiento requerida para alcanzar el escenario está en la línea con la que se anticipa para el sector en las múltiples referencias recientes. Así, por ejemplo, pasar

de los 0,69 Wp/hab en el 2003 para España a valores del orden de 1.000-2.000 Wp/hab en el año 2050 requeriría tasas de crecimiento medias por debajo del 12% anual, inferiores a las tasas de crecimiento actuales en el sector (37%/año), y a las proyectadas por (Eurobserv"ER, 2004) hasta el 2010 (20%/año).

El exponente en el desarrollo fotovoltaico ha sido Japón. En este país (EU, PVTRAC, 2004), en 2003 tenían instalados 0,7 GWp, que corresponden a 5,5 Wp/hab. El escenario para 2010 es alcanzar los 5 GWp (39,3 Wp/hab), mientras que para el 2030 esperan alcanzar los 50-200 GWp (400-1600 Wp/hab), siendo su potencial técnico de 8.000 GWp (63.000 Wp/hab).

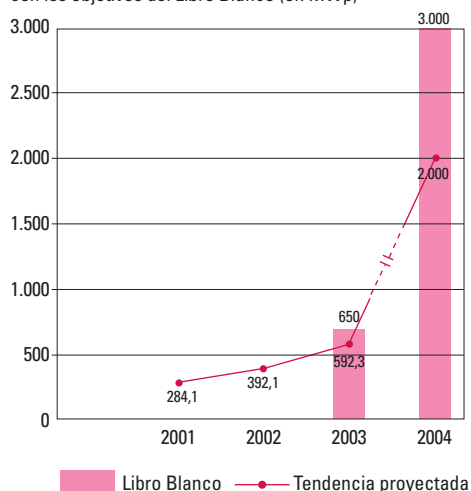
En la UE (Eurobserv"ER, 2004) teníamos en el 2003 una potencia instalada de 0,562 GWp, creciendo a un ritmo anual de 170 MWp/año, mientras que en el mundo se produjeron este año de referencia 764 MWp, lo cual significaba un crecimiento del 36,9% respecto al 2002, y un crecimiento medio anual del 31% /año durante los últimos 10 años. La potencia total en el mundo en el 2003 era de 2 GWp (ASIF, 2003).

El primer escenario de crecimiento al que hay que hacer referencia es el del Libro Blanco de la UE (EU, 1997) que para el 2010 pretende alcanzar en la UE los 3 GWp. En el Gráfico 71 mostramos la comparación entre el escenario del libro blanco y las estimaciones de (Eurobserv"ER, 2004) que proyecta que en la situación actual, para el 2010 sólo se alcanzarían los 2 GWp. Sin embargo, en (EPIA, 2001) no sólo se estima alcanzable el objetivo de los 3 GWp sino que se cree que podría subirse hasta los 4 GWp. En (EC-PVTRAC, 2004) el objetivo para la UE de 3 GWp en 2010 también se considera alcanzable, y para el 2030

proyecta unas potencias instaladas de 200 GWp en la UE y 1.000 GWp en el mundo, generando el 4% del consumo mundial de electricidad, valores muy en línea con los objetivos que se ha trazado Japón para el 2030 (50-200 GWp), que todavía quedan muy alejados del potencial técnico, permitiendo por tanto un mayor crecimiento en las décadas siguientes hacia el 2050. [Ver Gráfico 71].

Gráfico 71 Escenario del libro blanco de la energía con la tendencia de crecimiento proyectada por (Eurobserv"ER, 2004) para la solar fotovoltaica

Comparación de la tendencia de crecimiento proyectada con los objetivos del Libro Blanco (en MWp)



86 En el Gráfico 72 mostramos los escenarios de crecimiento presentados en (EPIA, 2001). De adoptarse en el resto de la UE el planteamiento de apoyo alemán a la industria fotovoltaica, en esta referencia se estima que para el 2010 podría superarse el objetivo de la UE de 3 GWp para situarse entorno a los 5 GWp. [Ver Gráfico 72].

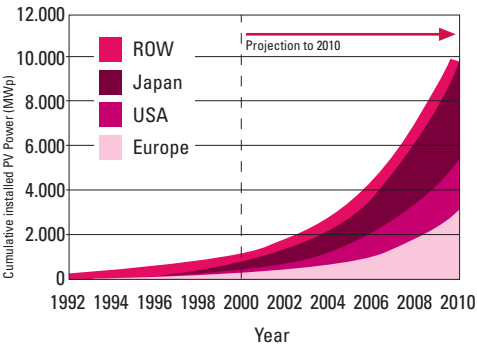
En (EPIA, 2004) se muestra un escenario de crecimiento de la fotovoltaica hasta el 2040. En el Gráfico 73 mostramos la evolución esperada de la generación mundial de electricidad y del predominio creciente de la de origen fotovoltaico según esta referencia, que para mediados de este siglo sería del orden de la generación total de electricidad en la actualidad. [Ver Gráfico 73].

En (EPIA, Greenpeace, 2004) se plantea un escenario en el cual, la electricidad fotovoltaica en el mundo pasaría a ser de 282 TW.h/a en el 2020 (1,1% de la demanda de electricidad mundial), llegando a 7.442 TW.h/a en 2040 (21% demanda de electricidad mundial). En el Gráfico 74 mostramos el escenario trazado por esta referencia hasta el 2020. [Ver Gráfico 74].

En (EPIA, Greenpeace, 2004) se plantea que para el 2020 el 80% de la energía fotovoltaica conectada a red estará instalada en edificios residenciales. Añadiendo la que esté instalada en el resto de edificios (en España los únicos con alguna obligación normativa según el Código Técnico de la Edificación), es relativamente poca la potencia que asume instalada en forma de centrales y huertas solares.

Gráfico 72 Escenarios de crecimiento hasta el 2010 (EPIA, 2001)

World installed PV Power. Official installed targets scenario



World installed PV Power. Enhanced European scenario

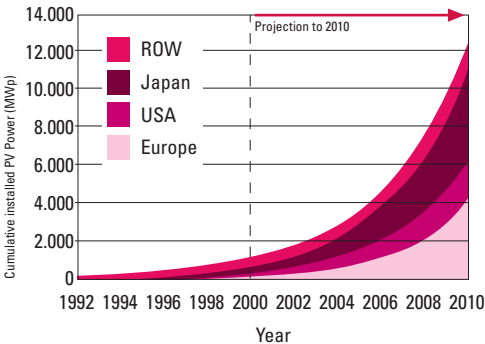


Gráfico 73 Evolución de la producción mundial de electricidad total y de la de origen fotovoltaico hasta el 2040 (EPIA, 2004)

Producción mundial de electricidad desde 2000 hasta 2040 Fuente: Solar Generation and IEA-PVPS

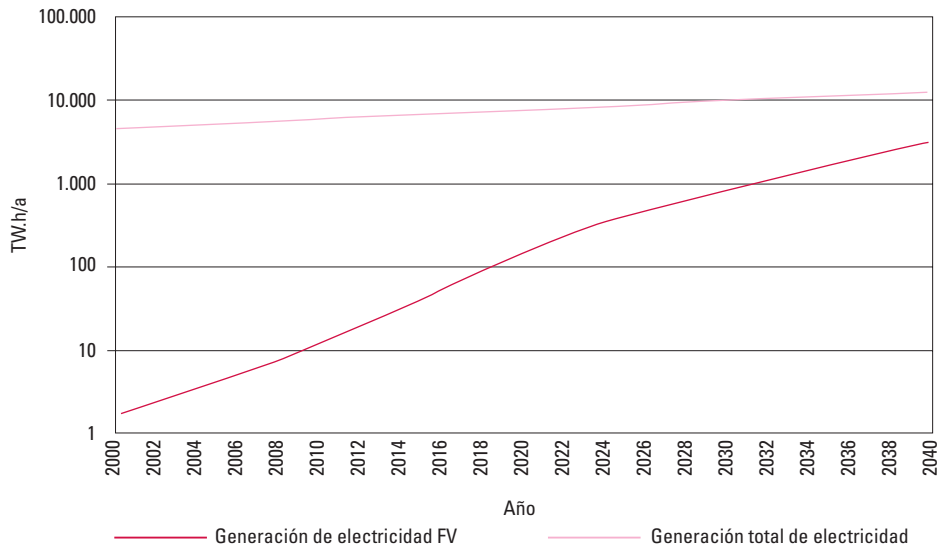
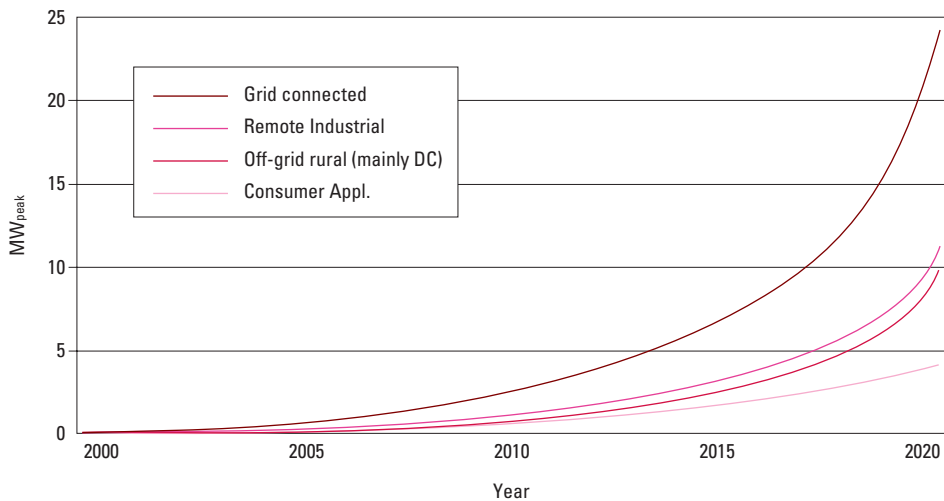


Gráfico 74 Escenario de crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada hasta el 2020 (EPIA, Greenpeace, 2004)

Growth in world solar market by application



2.5.9. Geotérmica

El potencial de generación eléctrica en Europa con energía geotérmica, estimado por la International Geothermal Association, es de 3.700 TW.h/año, mientras que en el mundo se cifra en 22.400 TW.h/año.

En Europa, sólo dos países, Italia y Portugal, tienen un potencial apreciable de recurso geotérmico de elevada entalpía en acuíferos confinados (el mayoritariamente explotado hasta la actualidad para generación de electricidad). Otros países considerados con un potencial geotérmico significativo dentro de la UE son Francia, Austria y Alemania. El objetivo del Libro Blanco de la UE para el 2010 es de tener instalado 1 GWe, que con la tendencia actual podría llegar a ser 1,2 GWe (en el 2003 ya había 0,82 GWe instalados). A nivel mundial, para el 2010 se barajan escenarios del orden de 32,25 GWe.

No existe ninguna previsión de instalar generación eléctrica geotérmica en nuestro país (la tecnología no está contemplada en el PFER). Sin embargo, la explotación de recursos geotérmicos de menor nivel térmico e independientes de la presencia de acuífero alguno (Hot Dry Rock) abre la posibilidad de explotación de este recurso también en nuestro país. La tecnología geotérmica tiene ventajas importantes (elevado factor de capacidad y costes de generación bajos comparado con otras renovables) que a nuestro entender hacen recomendable incorporarla en la planificación energética, motivo por el cual la vamos a incluir en este estudio, procediendo más adelante a la valoración de su techo de potencia y generación.

3. Años meteorológicos tipo

En la actualidad todavía no hay datos meteorológicos tipo oficiales de acceso público, lo cual constituye una importante limitación al desarrollo de proyectos relativos al aprovechamiento de las energías renovables por la falta de coherencia entre los datos de partida del análisis.

Un año meteorológico tipo (TMY) proporciona series temporales a lo largo de un año de la evolución de los parámetros climáticos relevantes (temperatura y humedad ambiente, irradiación solar, precipitaciones, velocidad del viento, etc.) que sean representativas de la evolución de dichos parámetros a lo largo de la vida útil de una instalación en el emplazamiento considerado.

El TMY actúa como condición de contorno del análisis energético desarrollado, y por tanto condiciona sus valores. Este es el motivo por el que resulta tan necesario disponer de TMY oficiales en los distintos emplazamientos de un país, con el fin de que distintos análisis realizados sean comparables al incorporar las mismas condiciones de contorno. Pero lamentablemente en España todavía no se dispone de esta información de forma pública, a pesar de que en los últimos años se han invertido medios para el desarrollo de los TMY en los que se pretende basar la certificación energética de edificios.

Existen distintas herramientas para generar TMY partiendo de valores medios mensuales a lo largo de los últimos años de las distintas variables climatológicas, que por

lo general sí que son accesibles en las estaciones del INM. Dos de estas herramientas son METEONORM y CLIMAMED. El primero es un software desarrollado por Meteotest (Suiza) y de reconocido prestigio en Europa. Sin embargo, todavía quedaría la indeterminación asociada a los valores de los parámetros meteorológicos medios adoptados para la generación del TMY. CLIMAMED es un software desarrollado por el INETI (Portugal) que en principio parece más adecuado para el clima mediterráneo. Este software (versión 1.3) ha sido el empleado para generar los TMY en los que se va a basar la certificación energética de edificios y el método prestacional de valoración energética de edificios del Código Técnico de la Edificación. Dada la inminente entrada en vigor del CTE parece obvio que los TMY, al constituir la condición de contorno básica en que se basa el método prestacional, ya tendrían que haber estado disponibles al público desde hace bastante tiempo. En el marco de este proyecto hemos solicitado dichos TMY a los organismos competentes y nos han sido explícitamente negados. A posteriori, detectamos que estos TMY se pusieron a disposición pública en una web de EEUU para uso con el software Energyplus, así que nos hicimos con ellos, y aunque encubiertamente por tener que ir a buscarlos a EEUU, los consideramos la versión “oficial”.

La empresa Aguasol Ingeniería ha empleado CLIMAMED 2.0, una versión posterior del mismo software usado para generar los TMY “oficiales”, para desarrollar una base de TMY

denominada TRNSCLIMA basada en los valores medios de variables climatológicas del INM (30 años) para diversos emplazamientos climáticos en España. Puesto que en la actualidad esta es la única base de datos de TMY de acceso público en España, la hemos querido tener en cuenta a la hora de elegir los TMY para este proyecto. Los TMY de TRNSCLIMA incluyen series temporales de temperatura, humedad, irradiación solar y velocidad del viento. Sin embargo, las series temporales de velocidad del viento, si bien son apropiadas para el análisis de las actuaciones de sistemas térmicos, no lo son para los sistemas eólicos, por lo que en este caso habrá que recurrir a otros datos.

En rigor, sería preciso emplear TMY de las distintas tecnologías que además de representativos de las condiciones medias en la región espacial que representan (una provincia en nuestro caso), mantengan una correcta correlación espacio-temporal entre ellos. Sin embargo, a la vista de la precariedad de los datos disponibles, es evidente que no vamos a poder verificar este punto. Este aspecto es mucho menos crítico en el recurso solar que en el eólico, por estar el primero por lo general asociado a longitudes y tiempos característicos muy superiores a los del recurso eólico. Por tanto, en los TMY solares daremos por buena la representatividad espacial (provincia), y por adecuada la correlación espacio-temporal (esto último sin poderlo comprobar al ser años sintéticos sin referencia a años concretos). En el caso eólico, realizaremos un análisis de los datos disponibles, y excepto aspectos muy llamativos que requieran una corrección, asumiremos la correcta representatividad territorial por falta de datos para verificación (visto lo visto nos consideraremos afortunados si

disponemos de una serie temporal por provincia). Respecto a la correlación temporal en las series de viento, intentaremos que correspondan todas a un mismo año.

Sin embargo, y a pesar de todos los pesares, el proceso prácticamente aleatorio de selección de los TMY al que nos hemos visto abocados por falta de suficientes datos, probablemente constituya una de las mejores aproximaciones para el tipo de análisis a realizar, pues cada año será distinto para un sistema energético con elevada contribución renovable, y por tanto debe ser capaz de responder correctamente ante las distintas solicitudes a que esté sometido. También debemos tener en cuenta que la amplia extensión territorial considerada (España peninsular) suaviza mucho las variaciones locales de disponibilidad de recurso mediante sus bajos coeficientes de simultaneidad. Bajo esta perspectiva, prácticamente cualquier selección de datos climatológicos dentro de las opciones disponibles fuera adecuada.

3.1. Energía solar

Los sistemas solares que vamos a analizar en el marco de este proyecto son las centrales termosolares, las chimeneas solares, y las instalaciones fotovoltaicas en tejados solares y centrales. Para las primeras, el parámetro relevante es la irradiación solar directa normal, mientras que para las restantes es la irradiación solar total.

En España, a fecha de hoy sigue sin haber TMY oficiales para el análisis de las aplicaciones solares, y esto a pesar de los recursos públicos invertidos hasta durante las últimas décadas para realizar medidas en todo el territorio nacional.

Una alternativa a los TMY procedentes de medidas, son los TMY generados sintéticamente a partir de medias mensuales. Existen diversas herramientas disponibles para la generación de estos TMY (METEONORM, TRNSYS, CLIMAMED,...). Sin embargo, los TMY generados con estas herramientas, incluso si se parte de los mismos valores medios mensuales, pueden diferir considerablemente. Las diferencias, evidentemente, aumentan cuando se parte de distintos datos iniciales para la generación de los TMY.

A falta de TMY oficiales procedentes de medidas, sería bueno que por lo menos se dispusiera de TMY sintéticos oficiales que pudieran servir de referencia a los distintos análisis energéticos. A fecha de hoy sigue sin haber en España TMY sintéticos oficialmente reconocidos. Sin embargo, a lo largo de los últimos años se ha estado trabajando en el Código Técnico de la Edificación y en la Certificación Energética de Edificios, y para la implementación de las herramientas informáticas

asociadas se han desarrollado TMY sintéticos. Estos TMY no están todavía oficialmente disponibles, a pesar de repetidas peticiones que se han hecho al respecto. Sin embargo, a principios del verano del 2004 tuvimos noticia indirecta de que estos TMY se habían puesto a disposición del software de simulación de edificios EnergyPlus, por lo que ahora son de acceso público en la web del DOE Americano bajo el nombre SWEC (Spanish Weather for Energy Calculations). Por tanto, aunque no haya una disponibilidad oficial de estos TMY en España, el uso de esta información (SWEC) constituye lo más parecido a una referencia oficial de TMY con lo que podamos contar. Estos TMY se han generado con el software CLIMAMED 1.3 del INETI (Portugal).

Otra referencia de acceso público en nuestro país son los TMY sintéticos generados a partir de las medias de las estaciones del INM por Aguasol empleando el software CLIMAMED 2.0 del INETI (Portugal), y comercialmente disponibles bajo el nombre TRNSCLIMA. Estos TMY, al proceder de una versión más actualizada del CLIMAMED, deberían ser en principio más adecuados.

En el marco de este proyecto hemos procedido a realizar un análisis detallado de estas dos familias de TMY con el fin de disponer de criterios racionales para decidir entre ellas y de verificar la información de partida que introducíamos en el análisis de actuaciones.

En los Gráficos 75 y 76 mostramos la distribución por CCAA de la irradiación solar normal directa anual y la horizontal total de los TMY de TRNSCLIMA. Para representar las CCAA se han elegido los TMY provinciales con valores anuales medios. [Ver Gráficos 75 y 76].

Gráfico 75 Distribución por Comunidades Autónomas de la irradiación normal directa anual de los TMY de TRNSCLIMA

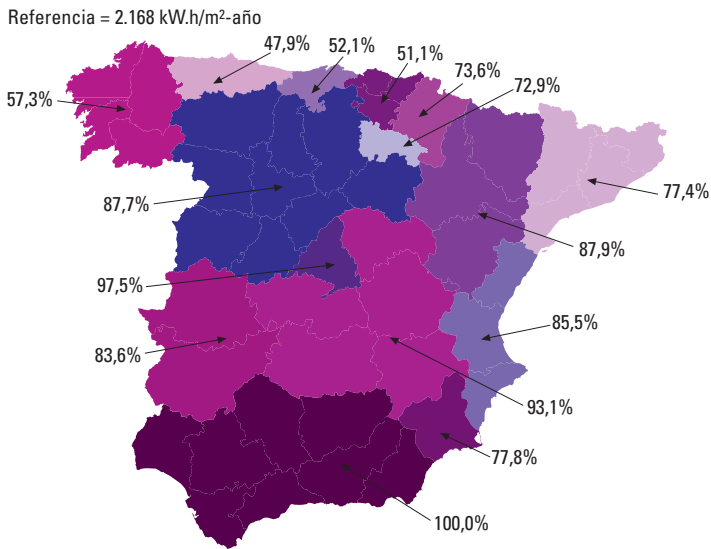
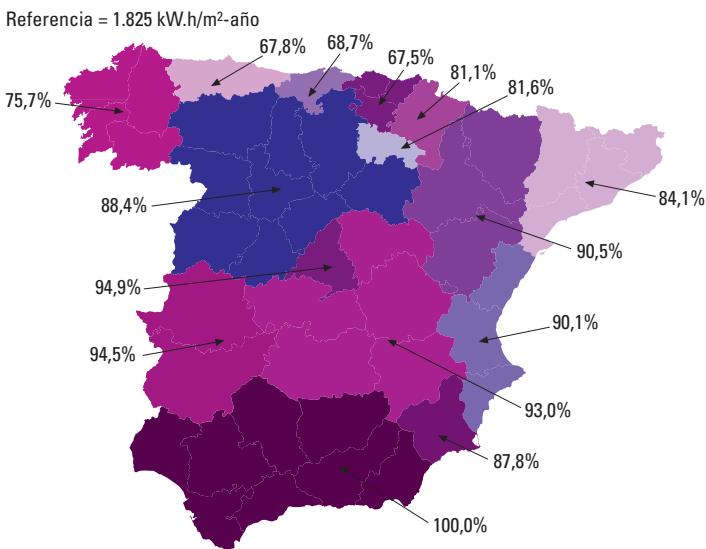


Gráfico 76 Distribución por Comunidades Autónomas de la irradiación horizontal total anual de los TMY de TRNSCLIMA



94

Como vemos, en términos de radiación solar total en horizontal los TMY empleados presentan la distribución esperada. Sin embargo, en términos de irradiación normal directa aparecen algunas peculiaridades de los TMY de TRNSCLIMA, como el elevado nivel en Madrid y el bajo nivel en Extremadura. En general, y comparando con la experiencia propia de la generación de TMY con METEONORM y TRNSYS, los TMY de TRNSCLIMA presentan valores muy elevados de la radiación normal directa en bastantes provincias, que parecen fuera de sitio para los valores que se vienen empleando en la península. Esta situación queda parcialmente encubierta en los gráficos anteriores a nivel de Comunidad Autónoma por haber elegido los TMY medios de las provincias asociadas.

En los Gráficos 77 y 78 mostramos los resultados correspondientes a procesar los TMY de SWEC. Estos TMY presentan valores considerablemente inferiores de radiación normal directa que los de TRNSCLIMA. La irradiación total es más parecida en ambas familias de TMY, pero la de SWEC es inferior. Los TMY de SWEC también presentan ciertas peculiaridades, como los valores comparativamente bajos en provincias como Segovia, Soria, Cuenca y Guadalajara entre otras. Además, algunos de los TMY de SWEC presentan irregularidades tales como el sol luciendo a media noche.

En líneas generales, para las simulaciones emplearemos los valores de los TMY de SWEC por constituir la referencia con carácter más "oficial", y por resultar un valor conservador (menor radiación).

Gráfico 77 Distribución por Comunidades Autónomas de la irradiación normal directa anual de los TMY de SWEC

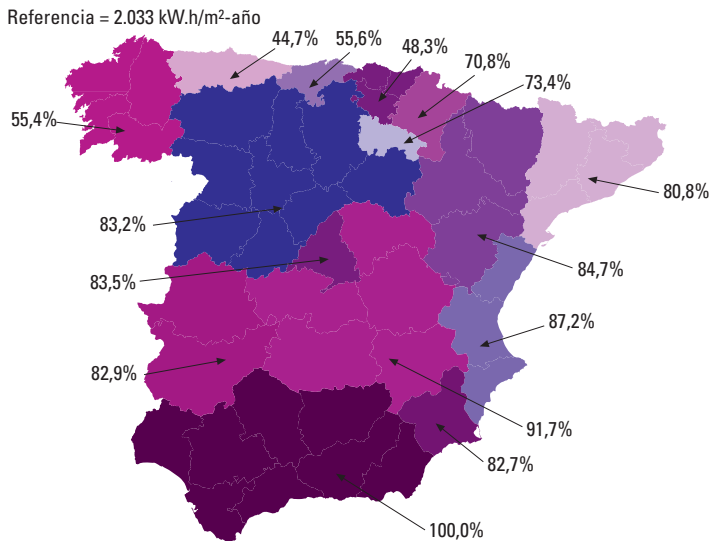
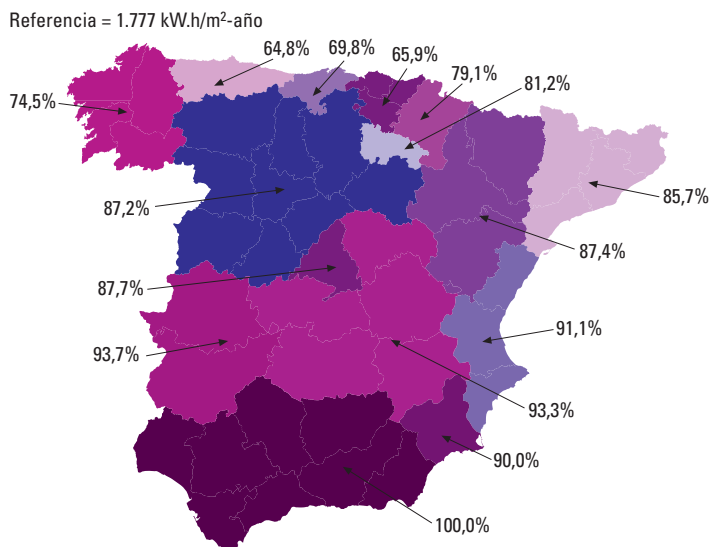


Gráfico 78 Distribución por Comunidades Autónomas de la irradiación horizontal total anual de los TMY de SWEC



Es de resaltar que en términos de irradiación normal directa, los valores de los TMY SWEC y los de TRNSCLIMA en algunas provincias pueden llegar a diferir del orden del 20-30%, lo que tiene un impacto considerable sobre las tecnologías solares de concentración (termoeléctricas). Sin embargo, aquellos TMY de SWEC con pretensiones escandinavas (sol de media noche) han sido sustituidos por los correspondientes de TRNSCLIMA. [Ver Gráficos 77 y 78].

En los Gráficos 79 y 80 mostramos la distribución de radiación total en horizontal y de radiación normal directa de los TMY finalmente adoptados. [Ver Gráficos 79 y 80].

Gráfico 79 Distribución peninsular de la irradiación normal directa anual de los TMY adoptados

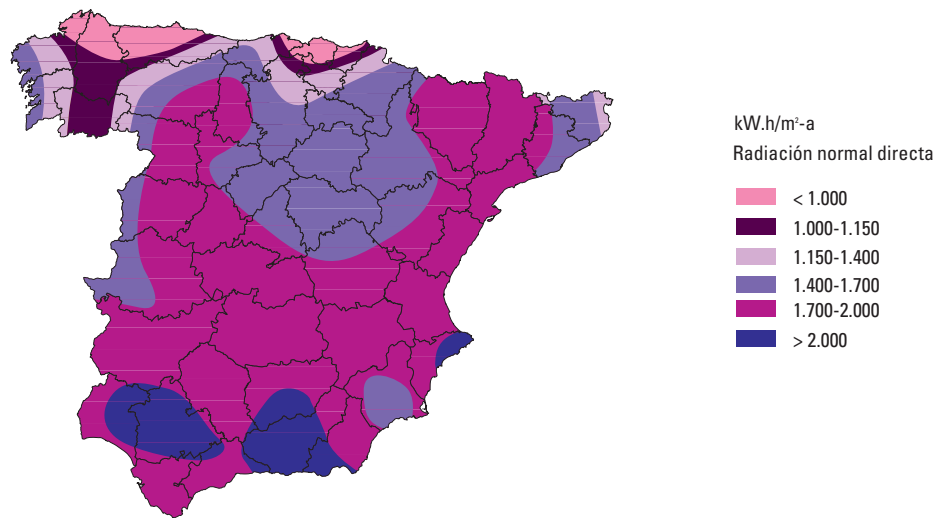
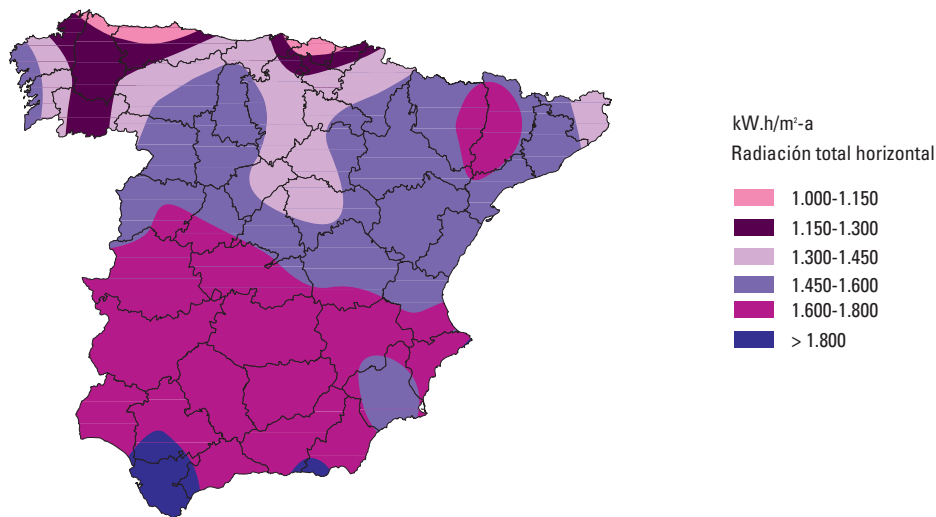


Gráfico 80 Distribución peninsular de la irradiación horizontal total anual de los TMY adoptados



3.2 Energía eólica

A pesar de todos los años que ya se lleva midiendo el potencial eólico en España, todavía es muy difícil disponer de TMY de velocidad del viento, es decir, series horarias de módulo y velocidad del viento a lo largo de un año que sean representativas del comportamiento del emplazamiento. Desde luego no hay fuentes de información públicas a las que poder referir estos valores.

Desde sus inicios, en el marco de este proyecto estamos haciendo un esfuerzo considerable por conseguir series temporales representativas del recurso eólico en las distintas provincias, con un resultado muy limitado. Pocas son las instituciones que oficialmente nos han cedido esta información. El hecho de que el análisis desarrollado en este proyecto sea de interés general para todas las industrias y asociaciones de energía renovable, y de que los datos requeridos no representen una transferencia de información empresarial relevante al no especificar el emplazamiento concreto, hacen realmente incomprensible la situación encontrada.

En rigor, sería necesario disponer de muchas series temporales por provincia y durante bastantes años, para poder llegar a una única serie temporal representativa del recurso eólico medio en una provincia, complicándose todavía más el análisis de datos para conseguir que las distintas series temporales de las diversas provincias estén correctamente correlacionadas temporalmente entre ellas.

Dada la gran dificultad en conseguir datos de viento relevantes, para este proyecto nos hemos limitado a intentar localizar una

única serie temporal por provincia, adoptándola como representativa del conjunto de la provincia sin opción de verificarlo por falta de datos. Evidentemente este es un punto en el cual se debería en un futuro afinar los resultados obtenidos cuando se consiga disponer de los datos necesarios. Para conseguir una correcta correlación temporal entre las distintas provincias, en la medida de lo posible las series temporales empleadas pertenecen al mismo año.

Para esta primera parte del proyecto, la valoración de techos de potencia y generación, no hemos conseguido disponer de una serie temporal por provincia. Por tanto, para la valoración del techo de generación (el de potencia no se ve afectado por estos datos) hemos tenido que emplear otros tipos de datos. De hecho, para valorar el techo de generación no se requiere información temporal del recurso eólico, y basta con una descripción estadística del mismo. Si bien para mantener una coherencia con los resultados de la segunda parte del proyecto (el análisis temporal) hubiera sido bueno disponer de las series temporales de viento provincial, desde el punto de vista de la valoración de los techos de generación, y dada la imposibilidad de comprobar la representatividad de una provincia en la serie temporal de viento empleada en esa provincia, las herramientas finalmente empleadas para valorar los techos de generación pueden verse incluso como más apropiadas. Dichas herramientas han sido por un lado los factores de capacidad registrados por la CNE para obtener una cota inferior del techo de generación, y distribuciones de Weibull típicas de condiciones medias en los distintos tipos de emplazamiento considerados para obtener una segunda valoración, a nuestro

98 juicio más precisa, de dichos techos de generación eólica.

Para la segunda parte del proyecto, el análisis temporal de generación y producción, emplearemos series temporales de distinto origen. En la medida de lo posible y según los datos que hayamos conseguido recopilar, emplearemos series eólicas de viento en parques eólicos reales. Para las provincias en las que no se haya conseguido recopilar esta información se emplearán series eólicas de estaciones del INM. Para este fin hemos procedido a analizar todas las estaciones del INM para detectar las que corresponden a emplazamientos con un mejor potencial eólico, aunque a pesar de todo sigue, en general siendo bajo respecto al existente en los potenciales emplazamientos de parques. Las series de estas estaciones, de ser necesario se escalarán para conducir las a unas condiciones más representativas de un emplazamiento eólico medio en dicha provincia.

A pesar de todas las limitaciones obtenidas, creemos que los resultados siguen siendo significativos por los siguientes motivos:

1. En el análisis que nos abarca, la eólica constituye sólo una parte (no dominante) del mix energético capaz de suministrar una elevada contribución renovable. En efecto, tal y como veremos al analizar la tecnología y al buscar los techos de potencia, la baja densidad de la eólica por un lado, y la disponibilidad relativamente limitada del recurso por otro, hacen que en un sistema con elevada penetración renovable la eólica no vaya a ejercer un papel dominante. En este sentido, el error relativo introducido en los resultados del

análisis por las imprecisiones en la caracterización del recurso eólico se ve significativamente reducido.

2. A pesar de todo, la implementación eólica que proponemos en este proyecto es considerablemente superior a los objetivos actuales de desarrollo de la tecnología, tanto los ya establecidos, como los que se están barajando en las nuevas propuestas. Por tanto, los emplazamientos eólicos que se van a explotar en el marco de este proyecto, son en media peores que los que se llevan explotados hasta la fecha. En este sentido, las series eólicas de emplazamientos eólicos actuales podrían ser “demasiado buenas” para representar el comportamiento medio de la provincia ante una implementación eólica muy superior a la actual. Por tanto, si finalmente hay que incorporar series eólicas del INM, su menor recurso eólico puede compensar en parte la sobre estimación producida en las provincias que implementen emplazamientos eólicos actuales.

4. Caracterización técnica de las distintas tecnologías

En este punto vamos a fijar las condiciones técnicas de cada tecnología en las que se basará el desarrollo del proyecto. Para ello se recurrirá a referencias disponibles para establecer la situación técnica de partida y, en la medida de lo posible, a escenarios disponibles para extrapolar la situación al año 2050.

Por lo general, adoptaremos una filosofía conservadora consistente en apoyarnos en la mejor tecnología actualmente existente, a pesar de que es de esperar un considerable avance tecnológico hasta el año 2050, especialmente si las distintas tecnologías renovables empiezan a tener cotas significativas de mercado incrementando de forma muy significativa su nivel de producción actual. En el caso de que una mejora tecnológica parezca obvia y sea implementada para el año 2050 incorporada en el análisis.

4.1. Eólica terrestre

En (BTM, 2003) consideran que el tamaño medio del aerogenerador para el 2020 será de 2 MWe. Dada la orografía de nuestro territorio, parte de los parques eólicos a instalar se encontrarán en terreno no llano, donde el proceso de instalación resulta más favorable con máquinas de menor tamaño. Por tanto adoptaremos dos tipos de máquina de partida, una para terrenos llanos de 2,05 MWe y otra para terrenos accidentados de 0,81 MWe. El tamaño tipo de parque eólico medio a considerar incorporará 15 máquinas eólicas, y por tanto será de 30,75 MWe en terreno llano y de 12,15 MWe en terreno no accidentado. La densidad de ocupación

del terreno será de 3,84 MW/km² en terreno llano y de 3,04 MW/km² en terreno no llano, tal y como justificamos en el punto correspondiente a la determinación de los techos de potencia instalada.

Respecto a la tecnología eólica a considerar, el planteamiento del proyecto es partir de la mejor tecnología actualmente disponible, y en todo caso incorporar aquellas mejoras tecnológicas que en la actualidad resulte evidente su disponibilidad para el año 2050, horizonte del análisis a desarrollar, pero en ningún caso realizar extrapolaciones tecnológicas cuestionables.

En este contexto, partiremos de la curva característica de modelos de máquina eólica comercialmente disponibles en la actualidad. Consideraremos máquinas tripala de transmisión directa (sin multiplicación de velocidad), con operación a velocidad variable y control de paso de cada una de las palas por separado, y bajas velocidades de arranque (2-2,5 m/s). Igualmente, asumiremos que la electrónica de control implementada en estas máquinas eólicas les permite el control de potencia activa y reactiva y por tanto participar en la regulación de tensión y frecuencia de la red.

Respecto a la velocidad de desconexión, en la mayoría de aerogeneradores actuales, entorno a 25 m/s se desconecta la operación, requiriendo que la velocidad baje hasta otra velocidad inferior a esos 25 m/s para volver a iniciar la secuencia de arranque. Ante condiciones de viento elevado, las

ráfagas de viento por encima de esos 25 m/s pueden ocasionar continuas paradas y re-arranques de la máquina, reduciendo significativamente su producción media. Por este motivo, algunas de las máquinas comercialmente disponibles en la actualidad presentan un mecanismo de control de ráfagas que permite mantener la operación de la máquina con un nivel de potencia reducido al superar la velocidad de corte convencional, e incluso que prolongan la operación a velocidad nominal algo más allá de los 25 m/s, lo cual permite una generación adicional en emplazamientos con elevada velocidad media. Estos sistemas de control de ráfagas implementan una reducción de la potencia desde el valor nominal al superar una velocidad de unos 28 m/s hasta cero cuando la velocidad del viento alcanza valores del orden de 34 m/s, de tal forma que en el intervalo 28-34 m/s el generador sigue conectado a red y listo para recuperar la potencia nominal cuando se reduzca la velocidad del viento por debajo de 28 m/s sin necesidad de pasar a través del procedimiento de arranque. Al operar a potencia reducida, las cargas sobre el aerogenerador son menores y por tanto la penalización económica no es excesiva. Por tanto, parece apropiado presuponer la disponibilidad de un mecanismo de control de altas velocidades de viento de este estilo en la tecnología representativa del 2050. Sin embargo, pasamos a continuación a resaltar sus implicaciones para cuantificar el impacto de la decisión adoptada sobre la curva de potencia en las prestaciones de los sistemas eólicos en el marco de este estudio. Para ello, asumiremos que incluso en el caso de que las máquinas eólicas del 2050 mantuvieran una curva de potencia “convencional” con velocidad de corte en 25 m/s, sí que implementarían un mecanismo

de control de ráfagas alternativo para asegurar que dicha curva de potencia fuera efectiva desde el punto de vista de la evaluación de la energía producida (no es el caso en la actualidad).

En los Gráficos 81 y 82 mostramos la curva de potencia de un aerogenerador convencional y otro con curva de potencia ampliada para controlar los procesos de conexión-desconexión en presencia de ráfagas. En estos gráficos se muestran superpuestos a la curva de los aerogeneradores, distribuciones de Weibull con factor de forma desde $k=1,2$ (representativo de un emplazamiento en zona llana relativamente mala, pero dominante ante una gran penetración eólica), hasta factores de forma $k=3$ más representativos de aplicaciones marinas, y pasando por $k=2$ típico de buenos emplazamientos eólicos terrestres, y todo ello para distintas velocidades medias de los emplazamientos considerados. Como puede observarse, para emplazamientos con velocidades medias inferiores a 8 m/s (que son los que dominarían las aplicaciones eólicas para un escenario de muy elevada penetración), hay poca energía disponible por encima de los 25 m/s. Al aumentar la velocidad media del emplazamiento a 10 m/s, en los emplazamientos con bajo factor de forma empieza a aparecer una pequeña contribución en la generación energética para velocidades entre 25 y 34 m/s. Y es sólo para velocidades medias más elevadas cuando el impacto energético de la curva de potencia ampliada empieza a ser muy importante, incluso en emplazamientos con factor de forma elevado. [Ver Gráficos 81 y 82].

Aparte de la impresión “visual” proporcionada por las dos gráficos anteriores, vamos

Gráfico 81 Comparación de las curvas de potencia “convencional” y ampliada con las distribuciones de probabilidad de velocidad de viento en emplazamientos con 8 m/s y 10 m/s de velocidad media

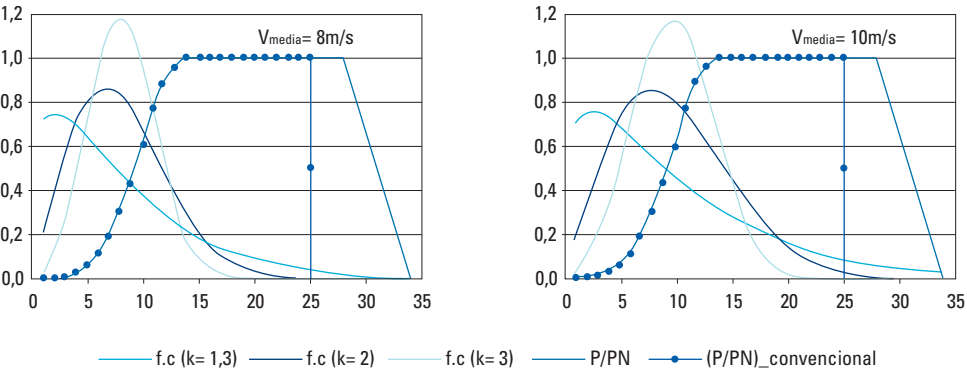
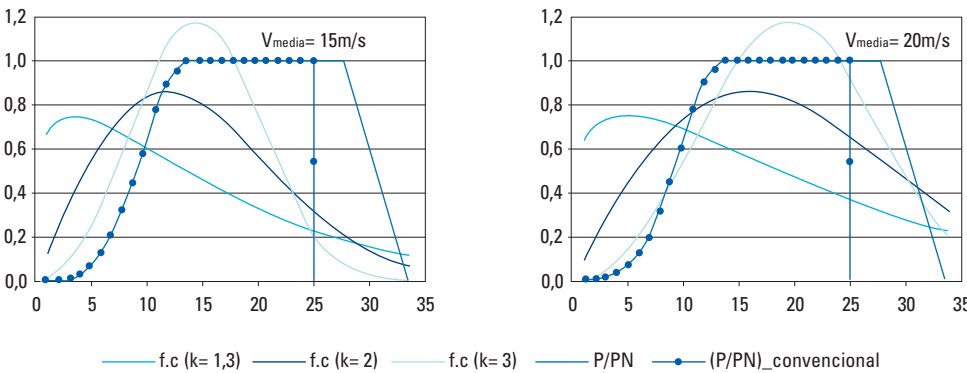


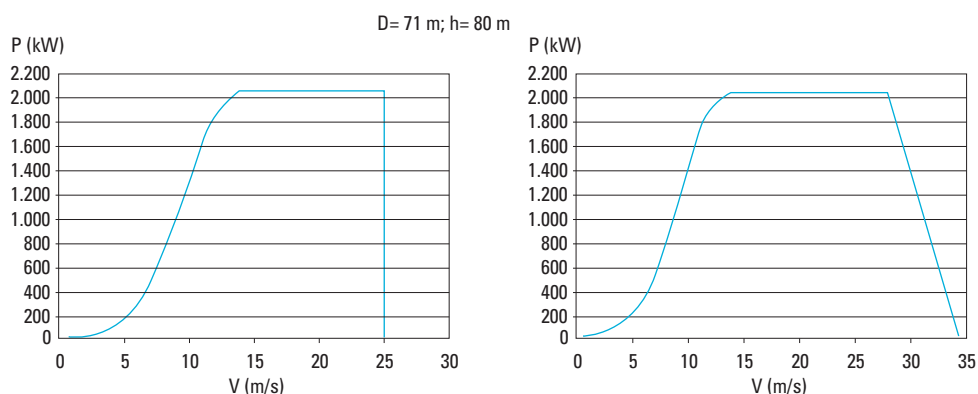
Gráfico 82 Comparación de las curvas de potencia “convencional” y ampliada con las distribuciones de probabilidad de velocidad de viento en emplazamientos con 15 m/s y 20 m/s de velocidad media



a proceder a cuantificar de forma más directa las implicaciones de la ampliación en la curva de potencia. Para ello adoptaremos como punto de partida las dos opciones de la curva de potencia del aerogenerador elegido como representativo de la tecnología disponible para terrenos llanos. En el Gráfico 83 podemos ver las dos curvas de potencia posibles de este aerogenerador, que se diferencian en la forma de la región de corte por altas velocidades de viento. [Ver Gráfico 83].

Tomando como base estas dos curvas de potencia hemos procedido a realizar una evaluación comparativa de los factores de capacidad y costes de electricidad obtenidos en ambos casos. Los resultados corresponden en el caso de operar las máquinas con su máximo factor de capacidad para un emplazamiento determinado, es decir, sin incluir funciones de regulación de potencia/frecuencia de la red, y asumiendo que la máquina está sola (sin incorporar efectos de η_{array}), y por

Gráfico 83 Curvas de potencia representativas de la tecnología eólica para emplazamientos en terreno llano. La curva de la izquierda es la que implementa un tratamiento “convencional” de la zona de control por altas velocidades de viento, mientras la de la derecha incorpora un tratamiento “avanzado” prolongando la operación a potencia nominal hasta velocidades algo superiores e implementando una reducción gradual de potencia desde este punto para controlar los efectos de las ráfagas de viento en los procedimientos de arranque/parada



tanto constituyen una cota superior del factor de capacidad e inferior del LEC. La estructura de costes considerada se corresponde con unas condiciones parecidas a las actuales. En los Gráficos 84, 85, 86 y 87 mostramos los resultados, en función del factor de forma de la distribución de Weibull del emplazamiento y de su velocidad media, en la forma de los factores de capacidad y costes de la electricidad producida. Se muestran tanto el efecto del emplazamiento sobre cada uno de los aerogeneradores, como la comparativa directa entre el aerogenerador convencional (curva de potencia con velocidad de corte a potencia nominal en 25 m/s) y el “nuevo” aerogenerador con corte gradual de 28-34 m/s. [Ver Gráficos 84, 85, 86 y 87].

Como podemos ver en estos gráficos, en términos del factor de capacidad (esto es, en términos de electricidad generada), al ir a emplazamientos con elevada velocidad media y bajo factor de forma, existe un impor-

tante potencial de mejora al pasar de la configuración “convencional” a la “nueva” de la curva de potencia, pudiendo alcanzar incrementos de hasta el 20%. Sin embargo, en términos del LEC, a partir de velocidades medias del orden de 8 m/s se entra en una zona de mínimo muy llana que no presenta diferencias significativas. Por tanto, en el caso de que el aerogenerador “convencional” presentara un control de ráfagas tal que hiciera efectiva su curva hasta los 25 m/s (suposición asumible para el 2050), y especialmente al estar considerando un escenario de elevada penetración (media de los emplazamientos con baja velocidad del viento), el efecto de modificar la curva del aerogenerador ampliando su zona de corte no es significativo.

A pesar de estos resultados, mantenemos para el desarrollo de este estudio la “nueva” curva de potencia del aerogenerador, que especialmente en aplicaciones marinas con mayores velocidades medias del viento nos

Gráfico 84 Factores de capacidad (máquina aislada sin regulación de red) del aerogenerador “convencional” (corte a potencia nominal al alcanzar 25 m/s) y el “nuevo” (corte gradual desde 28 m/s a 34 m/s), como función de las características del emplazamiento considerado (velocidad media y factor de forma de Weibull). Efecto del emplazamiento sobre cada una de las máquinas

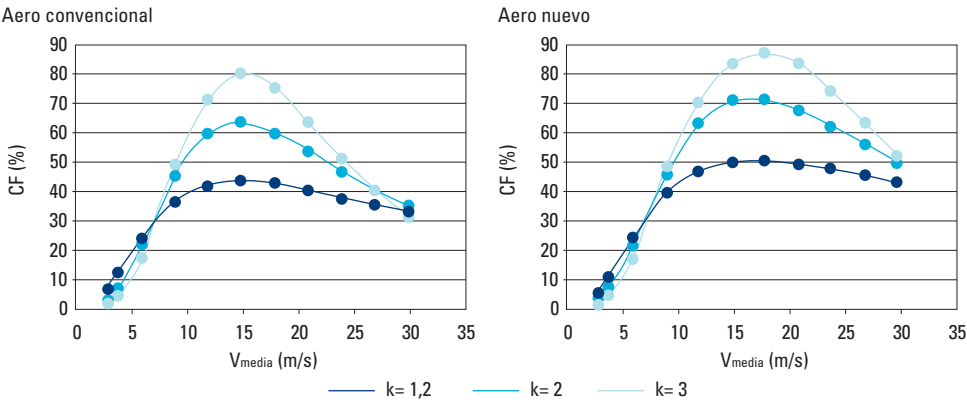
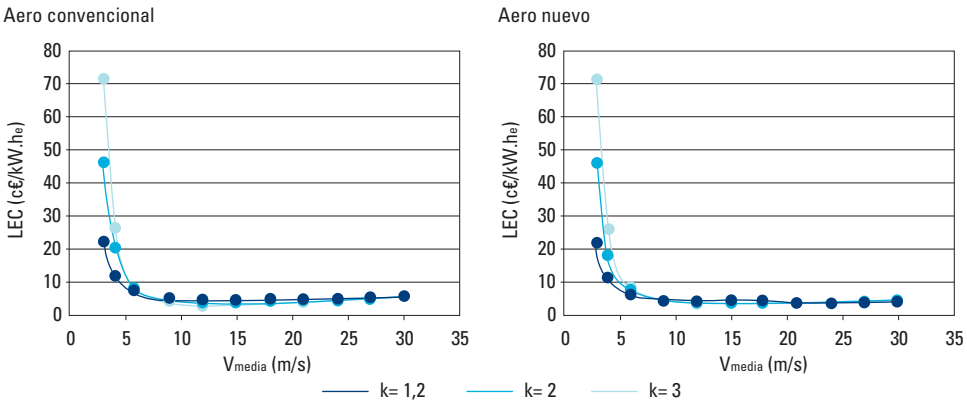


Gráfico 85 Costes de la electricidad (máquina aislada sin regulación de red) del aerogenerador “convencional” (corte a potencia nominal al alcanzar 25 m/s) y el “nuevo” (corte gradual desde 28 m/s a 34 m/s), como función de las características del emplazamiento considerado (velocidad media y factor de forma de Weibull). Efecto del emplazamiento sobre cada una de las máquinas



proporcionará una generación adicional de electricidad (si bien prácticamente al mismo nivel de costes).

También es de resaltar de los resultados mostrados en los gráficos anteriores, cómo con este tipo de aerogenerador (velocidad de giro

variable, paso variable y baja velocidad de arranque) se pueden explotar emplazamientos con velocidad media muy baja (3 m/s), de tal forma que con factores de forma bajos (típicos de estos emplazamientos) se obtienen costes de la electricidad del orden o inferiores de los actualmente disponibles para

Gráfico 86 Factores de capacidad (máquina aislada sin regulación de red) del aerogenerador “convencional” (corte a potencia nominal al alcanzar 25 m/s) y el “nuevo” (corte gradual desde 28 m/s a 34 m/s), como función de las características del emplazamiento considerado (velocidad media y factor de forma de Weibull). Comparativa directa entre las distintas máquinas para distintos emplazamientos

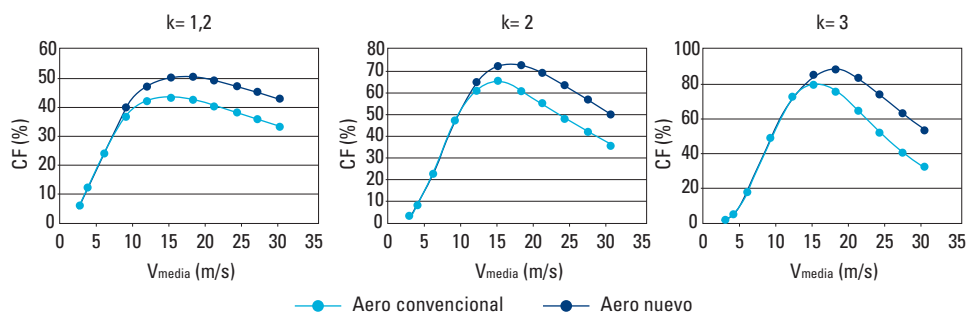
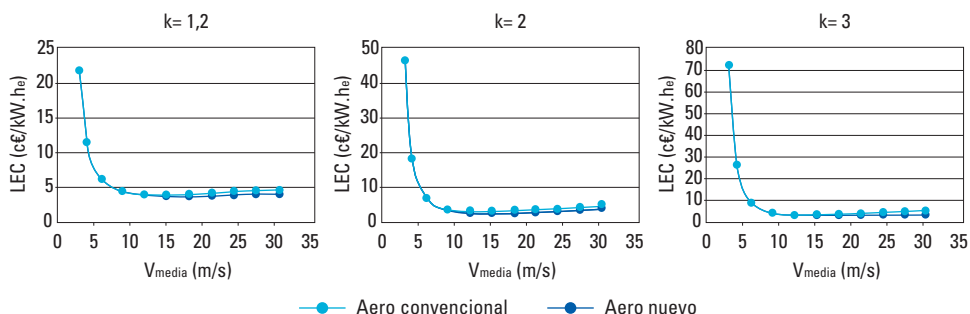


Gráfico 87 Costes de la electricidad (máquina aislada sin regulación de red) del aerogenerador “convencional” (corte a potencia nominal al alcanzar 25 m/s) y el “nuevo” (corte gradual desde 28 m/s a 34 m/s), como función de las características del emplazamiento considerado (velocidad media y factor de forma de Weibull). Comparativa directa entre las distintas máquinas para distintos emplazamientos



otras tecnologías renovables. Este argumento, permite disponer de un gran potencial de generación eólica en nuestro país, y junto con las capacidades de regulación de la red que ofrecen las nuevas máquinas eólicas, permite plantear escenarios de gran penetración eólica terrestre.

Desde el punto de vista de la evaluación del máximo potencial eólico terrestre disponible (el techo de generación eólica terrestre peninsular), cabría pensar en introducir res-

tricciones económicas mediante el valor del LEC en función de la velocidad media del emplazamiento y su parámetro de forma de Weibull. Sin embargo, por un lado en la actualidad todavía no se dispone en España de información pública suficiente para elaborar una capa SIG con información representativa del recurso eólico (de hecho, ¿no existe ni un mapa eólico nacional!). Pero además, resulta difícil imponer limitaciones económicas sobre el techo de generación eólica basándose en los valores del LEC de la

máquina aislada y sin funciones de regulación de la red. En efecto, el LEC final de la eólica terrestre dependerá de su factor de capacidad efectivo incluyendo consideraciones de su contribución a la regulación de potencia-frecuencia, y ésta no será conocida hasta después de realizar una simulación temporal extendida a todo el sistema eléctrico. Es más, dado que incluso emplazamientos con velocidades medias tan bajas como 3 m/s y valores bajos del factor de forma pueden ser susceptibles de explotación en base al valor de LEC con máximo CF, y dadas las elevadas alturas de torre de las máquinas consideradas, las restricciones en términos de velocidad media de los emplazamientos de cara a la determinación del techo de potencia instalable son poco importantes.

En el Gráfico 88 mostramos la curva de potencia de la máquina eólica considerada para las aplicaciones de terreno accidentado. Al igual que en el caso de terreno llano, implementamos una curva de potencia ampliada

en la zona de corte por altas velocidades del viento. [Ver Gráfico 88].

4.2. Eólica marina

En el Gráfico 89 mostramos la curva de potencia de la máquina eólica considerada para las aplicaciones de eólica marina. Al igual que en el caso de las aplicaciones terrestres (terreno llano y accidentado), implementamos una curva de potencia ampliada en la zona de corte por altas velocidades del viento. La máquina considerada es de operación a velocidad de rotación variable, con cambio de paso individualizado para cada pala, y con una electrónica de potencia que la capacita para introducir regulación potencia-frecuencia de la red eléctrica en la que esté interconectada. [Ver Gráfico 89].

4.3. Solar termoeléctrica

Las centrales termosolares para generación de electricidad cuentan con una dilatada

Gráfico 88 Curva de potencia de la máquina eólica considerada para aplicaciones en terreno accidentado

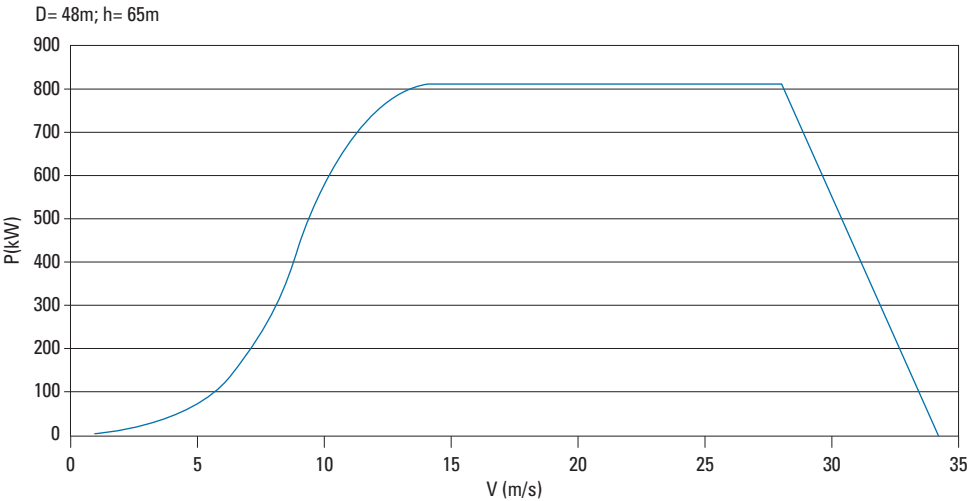
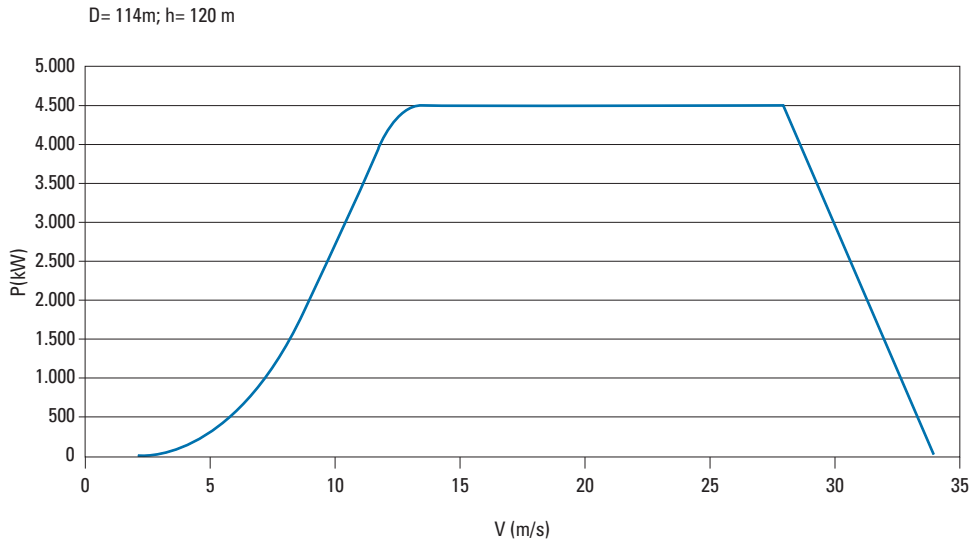


Gráfico 89 Curva de potencia de la máquina eólica considerada para aplicaciones eólicas marinas

historia de I+D y de demostración comercial, con su mayor exponente en los 354 MWe de centrales de colectores cilindroparábólicos construidas y operadas comercialmente en California desde la década de 1980. El que en la actualidad no contemos con potencias instaladas muy superiores, obedece básicamente a las distintas barreras que se han introducido para el desarrollo de estos mercados, pero es de esperar que en breve, y en especial en nuestro país, empiece a producirse un gran despertar de estas tecnologías.

Tres son las tecnologías termosolares principales: cilindroparábólicos, receptor central, y discos parabólicos, y es de esperar que todas ellas proporcionen importantes contribuciones en un sistema de generación basado en energías renovables.

Sin embargo, en el marco de este proyecto, y dado por un lado el alcance limitado del mismo, y por otro, el hecho de que desde el

punto de vista de sus actuaciones ante un escenario de elevada penetración renovable no es demasiado relevante de qué tecnología termosolar se trate, vamos a limitar nuestras consideraciones a una de ellas, las centrales de colectores cilindroparábólicos, dejando claro desde un principio que las actuaciones deducidas a partir de ella pretenden ser representativas del conjunto de las tecnologías termosolares y no de una sola.

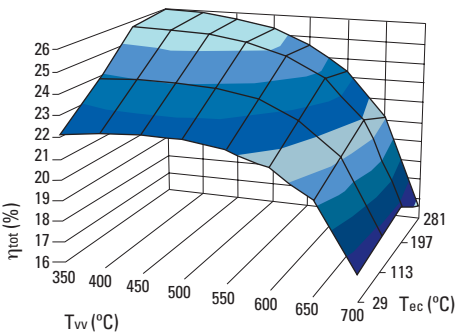
Teniendo en mente que las actuaciones de la tecnología de colectores cilindroparábólicos adoptada en este proyecto debe ser capaz de reflejar correctamente el promedio de las actuaciones, a esperar, de las distintas tecnologías termosolares en el horizonte objeto de nuestro estudio (año 2050), vamos a extrapolar los parámetros tecnológicos actuales hacia lo que consideramos que puede representar de forma conservadora las prestaciones de estas tecnologías en el año horizonte. Uno de los primeros parámetros tecnológicos a

fijar es la temperatura máxima del ciclo de potencia que se vaya a implementar, por el gran efecto que tiene sobre las actuaciones del sistema termosolar. Desde un punto de vista de la optimización del sistema, esta temperatura debería elegirse como un balance entre la reducción de prestaciones del campo solar y el incremento de prestaciones del ciclo de potencia al aumentar dicha temperatura. Adicionalmente pueden surgir restricciones del tipo de limitaciones del fluido de trabajo empleado en el campo solar (HTF). En la tecnología actual de colectores cilindroparábólicos, la temperatura máxima del ciclo de potencia es del orden de 370 °C por las limitaciones de estabilidad del aceite empleado como fluido de trabajo en el campo solar. Esta temperatura es considerablemente inferior a la de los ciclos de potencia disponibles, por lo que en principio cabría esperar la posibilidad de incrementar significativamente las actuaciones de las centrales termosolares al aumentar esta temperatura máxima. De hecho, no parece apropiado basar las previsiones de las actuaciones de las tecnologías termosolares en el 2050 en una restricción de este estilo, que lejos de tener un carácter fundamental, obedece exclusivamente a la situación de los primeros pasos comerciales de la tecnología de cilindroparábólicos en la década de 1980. En efecto, otras tecnologías termosolares ya se han demostrado trabajando a temperaturas considerablemente superiores al emplear otros fluidos de trabajo (por ejemplo: agua, sales metálicas o aire en las centrales de torre), y para la propia tecnología de colectores cilindroparábólicos existen otras alternativas como el uso de agua (generación directa de vapor: DSG) o sales metálicas como fluido calportador en el campo solar. Por tanto, no vamos

a adoptar la limitación actual en la temperatura de operación de la tecnología de cilindroparábólicos.

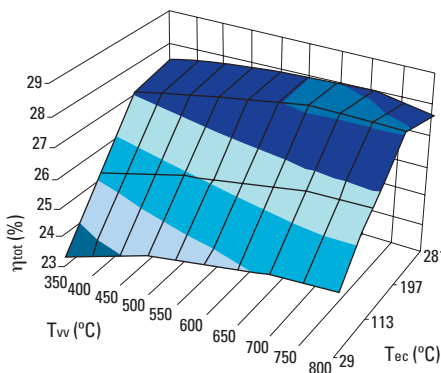
Una vez liberados de la limitación del HTF en la temperatura de operación del sistema, se trata de buscar el valor óptimo de este parámetro, que depende tanto del ciclo de potencia como de la tecnología del subsistema solar empleados. En el Gráfico 90 mostramos el mapa de actuaciones de una central de colectores cilindroparábólicos con la tecnología de las últimas centrales implementadas en California (colector LS-3), empleando aceite como HTF, y acoplada a un ciclo de potencia de Rankine regenerativo. Como podemos observar, en estas condiciones la temperatura óptima de operación es del orden de la establecida por las limitaciones de estabilidad en el HTF (370 °C), por lo que las tecnologías empleadas no permiten acceder a mayores temperaturas de operación incluso si nos liberáramos de las restricciones impuestas por el HTF. [Ver Gráfico 90].

Gráfico 90 Mapa de actuaciones de una central de colectores cilindroparábólicos con la tecnología de las últimas centrales implementadas en California (colector LS-3), empleando aceite como HTF, y acoplada a un ciclo de potencia de Rankine regenerativo (García-Casals X., 2000)



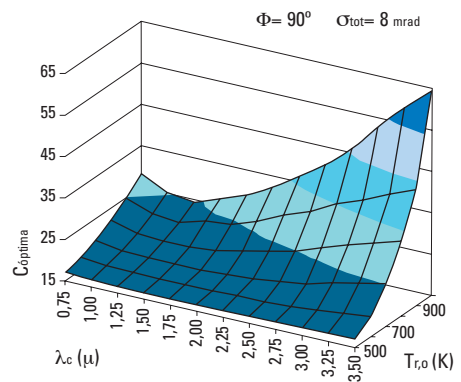
Sin embargo, tal y como se muestra en (García-Casals X., 2000), con la capacidad tecnológica actual, es posible optimizar la tecnología de colectores cilindroparábolicos para obtener unas actuaciones considerablemente superiores del campo solar, que a su vez permitan acceder a mayores temperaturas de operación y rendimientos totales de conversión. En el Gráfico 91 mostramos el mapa de actuaciones de una central de colectores cilindroparábolicos, con un fluido de trabajo distinto al del ciclo de potencia, acoplada a un ciclo Rankine regenerativo, e implementando un campo de colectores cilindroparábolicos optimizados para la temperatura de operación de los mismos. Como podemos observar, en esta situación ya sí que podemos acceder a las temperaturas de operación de los ciclos de Rankine convencionales, en el entorno de los 550 °C, al igual que hacen las centrales de torre acopladas a este tipo de ciclos de potencia y empleando sales metálicas como HTF. [Ver Gráfico 91].

Gráfico 91 Mapa de actuaciones de una central de colectores cilindroparábolicos con tecnología optimizada de colectores cilindroparábolicos, empleando un HTF, y acoplada a un ciclo de potencia de Rankine regenerativo (García-Casals X., 2000)



Por tanto, vamos a adoptar para este estudio una tecnología de colectores cilindroparábolicos óptimos con la disponibilidad tecnológica límite actual⁵. Jugando con la longitud de onda de corte del recubrimiento selectivo implementado y con la relación de concentración geométrica, es posible optimizar la tecnología de colectores cilindroparábolicos para las distintas temperaturas de operación. En los Gráficos 92 y 93 mostramos la relación de concentración óptima y el coeficiente de pérdidas térmicas en función de la temperatura del receptor y de la longitud de onda de corte del recubrimiento selectivo adoptado. Mientras en el Gráfico 94 mostramos la gran diferencia entre la curva de rendimiento del colector LS-3 implementado en las últimas centrales de California, y la correspondiente a un campo solar con colectores óptimos. [Ver Gráficos 92, 93 y 94].

Gráfico 92 Relación de concentración óptima de los colectores cilindroparábolicos en función de su temperatura de operación y de la longitud de onda de corte del recubrimiento selectivo empleado (García-Casals X., 2000)

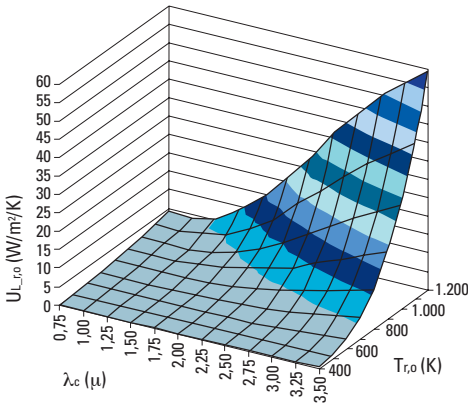


⁵ La tecnología límite la asumimos representada por las siguientes características termo-ópticas de los componentes del receptor solar:

- Emisividad espectral del recubrimiento selectivo: $\epsilon_s = 0,97$ para $\lambda < \lambda_c$; $\epsilon_s = 0,03$ para $\lambda > \lambda_c$
- Transmisividad solar de la cubierta de vidrio: $\tau_a = 96\%$
- Reflectividad solar del espejo: $\rho_s = 0,96$

110 Para nuestras condiciones de operación, la tecnología óptima de colectores cilindroparabólicos vendría dada por una longitud de

Gráfico 93 Coeficiente de pérdidas de los colectores cilindroparabólicos en función de su temperatura de operación y de la longitud de onda de corte del recubrimiento selectivo empleado (García-Casals X., 2000)



onda de corte del recubrimiento selectivo de $\lambda_c= 2,25 \mu$ y una relación de concentración geométrica de $C_g= 19,1$, alcanzando un rendimiento óptico en incidencia normal de $\eta_{opt,n}= 0,8686$. En el Gráfico 95 mostramos la dependencia del coeficiente de pérdida del receptor elegido con la temperatura de operación. Respecto al modificador del ángulo de incidencia adoptamos una dependencia angular con el ángulo de incidencia prácticamente análoga a las medidas para el antiguo colector LS-2 y para el moderno Eurotrough ET-100 (que prácticamente coinciden), adaptándolas para elevados ángulos de incidencia con la dependencia mostrada en (Duffie J.A., Beckmann W.A., 1991), y añadiendo los efectos de pérdidas por extremo de fila. [Ver Gráfico 95].

El siguiente aspecto a considerar es la densidad a la que instalamos los colectores. Valores habituales de la densidad de ocupación

Gráfico 94 Comparación de la curva de rendimiento de un campo de colectores cilindroparabólicos implementando la tecnología LS-3 de las últimas centrales de California, y otro optimizado (García-Casals X., 2000)

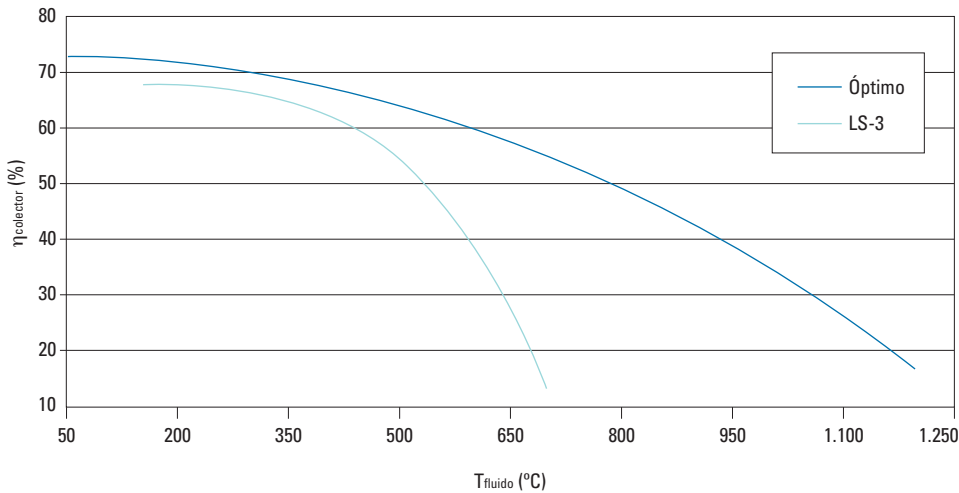
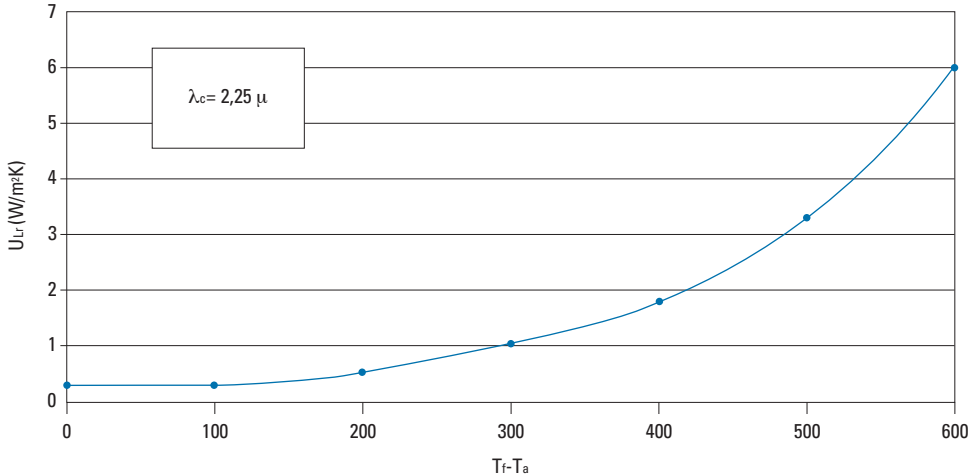


Gráfico 95 Dependencia del coeficiente de pérdidas del receptor solar elegido con la temperatura de operación

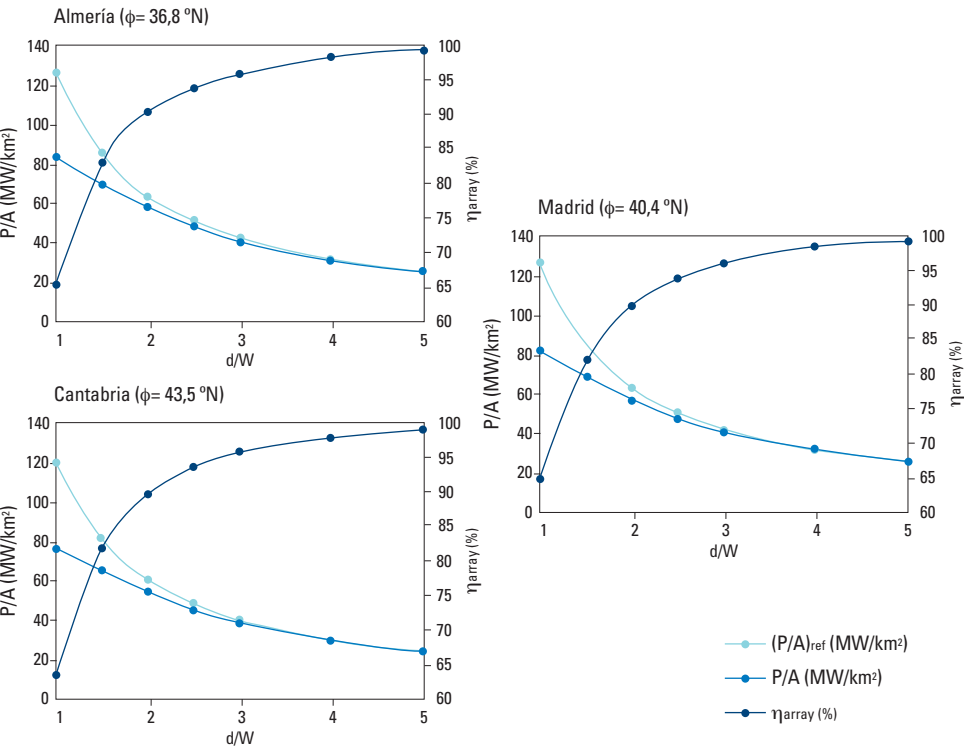


de terreno para campos de cilindroparábolicos con orientación norte-sur son $\rho_A = 1/3$. Pero realmente, en nuestro caso, en el que buscamos el techo de potencia termosolar, hemos considerado conveniente analizar la posibilidad de optimizar este parámetro. En efecto, al igual de lo que veremos para la eólica, existe un rendimiento de array que nos permite pasar de la potencia instalada a la potencia efectiva una vez quitadas las interferencias por sombreadamiento. Desde el punto de vista de conseguir la máxima potencia instalada, el óptimo sería el espaciamiento entre filas que nos diera el máximo de la densidad de potencia efectiva, producto de la densidad de potencia instalada y el rendimiento de array. Hemos procedido a evaluar en base a una simulación anual con TRNSYS el rendimiento de array de campos de colectores cilindroparábolicos en distintas latitudes de nuestro país. En el Gráfico 96 mostramos los resultados para Almería, Madrid y Cantabria. Como podemos ver, no aparece un máximo de la densidad de potencia efectiva,

siendo el óptimo desde el punto de vista de este parámetro una $\rho_A = 1$, no llegando a ser suficientemente elevada la pérdida de rendimiento de array por incremento de los sombreadamientos como para compensar el incremento de densidad de potencia instalada al acercar las filas de colectores. Puesto que es preciso dejar un espacio entre fila y fila para proceder a la limpieza de los colectores, finalmente hemos adoptado $\rho_A = 1/2$ en todas las latitudes. [Ver Gráfico 96].

Respecto a la orientación del campo solar, la orientación N-S proporciona una mayor generación anual, pero con una dependencia estacional considerablemente más marcada que la orientación E-O de los colectores. Si contáramos con pocas opciones además de la tecnología termosolar para cubrir la demanda energética, probablemente fuera más apropiado elegir una orientación E-O para regularizar la generación eléctrica anual. Pero en el marco de este proyecto donde estamos integrando muchas tecnologías renovables,

Gráfico 96 Rendimiento de array, densidad de potencia instalada y densidad de potencia efectiva, en función del espaciamiento relativo (inverso densidad ocupación terreno) entre filas de colectores cilindroparabólicos con orientación N-S

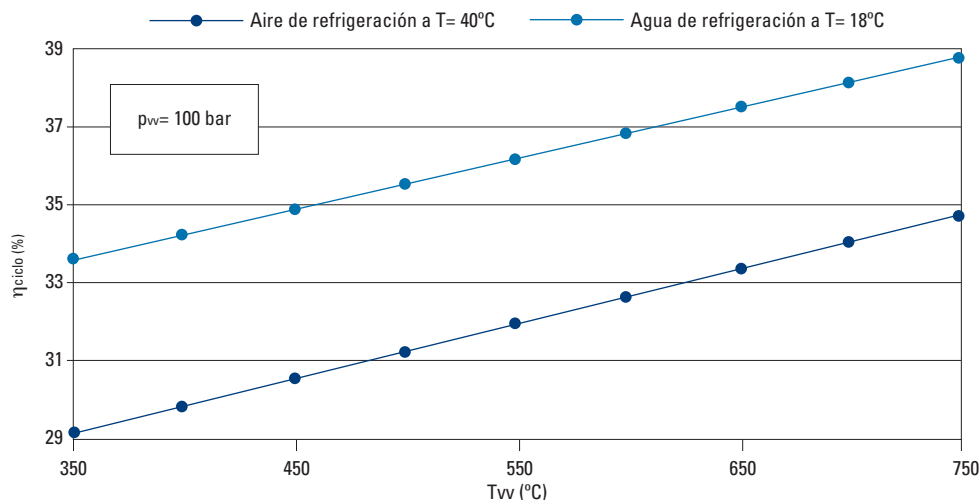


hemos optado por elegir la orientación N-S que va a proporcionar un mejor acoplamiento con la carga punta de verano, existiendo otras tecnologías renovables capaces de equilibrar la generación anual por tener mayor factor de capacidad en las otras estaciones (eólica, olas, hidroeléctrica, etc.).

Una vez definido el subsistema solar, el siguiente aspecto tecnológico a definir es el ciclo de potencia. Al haber adoptado la tecnología de colectores cilindroparabólicos y apuntar a centrales termosolares de operación sólo solar (no híbridadas), vamos a adoptar un ciclo de potencia de Rankine trabajando con

agua como fluido de trabajo. Un primer aspecto tecnológico relacionado con el ciclo de potencia es el esquema de refrigeración implementado en el mismo. En el Gráfico 97 mostramos la gran diferencia en rendimiento del ciclo de potencia (que repercutirá directamente sobre la necesidad de superficie de campo solar, y, por tanto, sobre las actuaciones técnico-económicas de la central) al emplear un ciclo de Rankine refrigerado con agua o refrigerado por aire. Una opción intermedia tanto en actuaciones como en necesidades de agua, entre la refrigeración con una masa de agua y la refrigeración seca, es la refrigeración con torre húmeda. [Ver Gráfico 97].

Gráfico 97 Rendimiento del ciclo de Rankine para distintas temperaturas máximas del fluido de trabajo y en función del esquema de refrigeración implementado



A la vista de estos resultados, resulta evidente que aquellas centrales termosolares en emplazamientos con disponibilidad de una masa de agua apta para la refrigeración del ciclo, presentarán unas actuaciones técnicas y económicas muy superiores. Pero desde el punto de vista de un escenario con elevada implementación de centrales termosolares, y teniendo en cuenta que los mejores emplazamientos termosolares generalmente no disponen de agua, hemos optado de forma conservadora en asumir una refrigeración seca (por aire) en todas las centrales termosolares consideradas en este proyecto, de tal forma que la disponibilidad de agua abundante en el emplazamiento no constituya una restricción para la implementación de la central.

A su vez, dentro de la refrigeración seca hay dos opciones: la refrigeración con torre seca por convección natural y la refrigeración por aero-condensador con ventiladores. En los

Gráficos 98 y 99 mostramos dos ciclos optimizados, uno con aeros y otro con torre seca. Como puede observarse, la repercusión energética del consumo de energía eléctrica de los ventiladores de los aeros es significativa, reduciendo el rendimiento neto del ciclo desde 35,68% a 34,73%. Sin embargo, dado que el gran tamaño de la torre obligaría a su colocación al norte del campo para evitar sombreadamientos, hemos asumido de forma conservadora la adopción generalizada de aero-condensadores para facilitar la integración del bloque de potencia en el campo solar. [Ver Gráficos 98 y 99].

Una vez elegido el sistema de refrigeración del ciclo de potencia, hemos procedido a su optimización⁶ para las siguientes condiciones de diseño:

- Temperatura ambiente= 35 °C.
- Temperatura de entrada del fluido caloprotector del campo solar= 570 °C.

⁶ Los resultados presentados tienen un grado de detalle que va mucho más allá de lo requerido por las características del presente proyecto de alcance general extendido a toda la España peninsular. Sin embargo, para el diseño de una central termosolar concreta sería preciso bajar todavía a un mayor grado de detalle en la optimización del ciclo de potencia, del acoplamiento con el campo solar, de la estrategia de control y operación, y de la evaluación de actuaciones.

114

Gráfico 98 Diagrama de flujo y actuaciones del ciclo termosolar implementando una torre de refrigeración seca

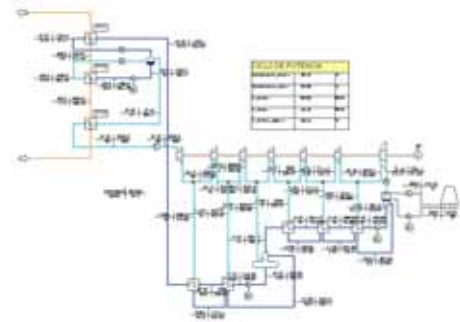
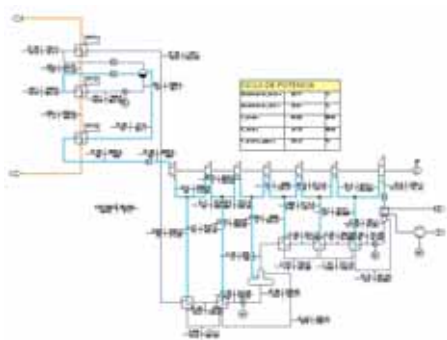


Gráfico 99 Diagrama de flujo y actuaciones del ciclo termosolar implementando un aero-condensador



En el Gráfico 100 mostramos las actuaciones del ciclo en condiciones de diseño. Y una vez optimizado el ciclo hemos procedido a evaluar sus actuaciones a carga parcial para caracterizar el comportamiento del mismo acoplado al campo solar a lo largo del año entero. En los Gráficos 101 y 102 presentamos las actuaciones del ciclo considerado en términos de potencia y rendimiento neto como función de la temperatura ambiente y la temperatura de entrada del fluido caloportador solar. La evaluación de las actuaciones

del ciclo de potencia se ha llevado a cabo con el software IPSE-pro. El modo de operación elegido del subsistema solar es a flujo variable por el campo solar (con recirculación hasta alcanzar temperatura mínima), y a flujo constante y temperatura variable por el generador de vapor del ciclo de potencia, que a su vez opera en modo “sliding-pressure.” [Ver Gráficos 100, 101 y 102].

Gráfico 100 Actuaciones del ciclo termosolar adoptado en condiciones de diseño ($T_w= 570\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{amb}= 35\text{ }^{\circ}\text{C}$)

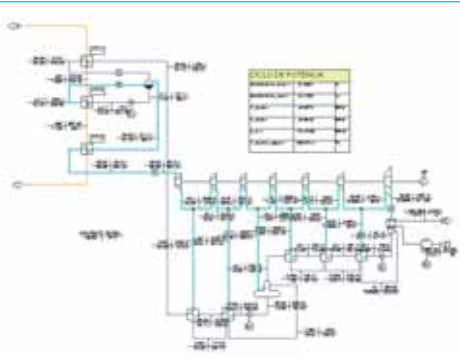
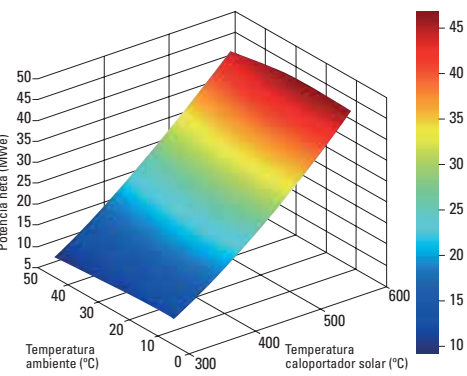
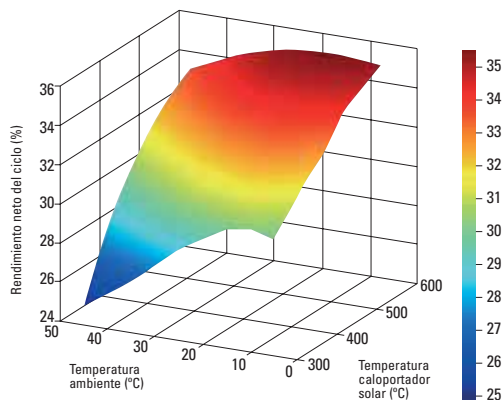


Gráfico 101 Potencia neta del ciclo de potencia operando a temperatura variable de entrada del fluido caloportador solar y del ambiente (evaluaciones con modelos a carga parcial de los componentes)



Las actuaciones de un sistema termosolar requieren para su correcta valoración el uso de herramientas de cálculo más sofisticadas

Gráfico 102 Rendimiento neto del ciclo de potencia operando a temperatura variable de entrada del fluido caloportador solar y del ambiente (evaluaciones con modelos a carga parcial de los componentes)



que las empleadas para otras tecnologías. Por tanto, ya en la estimación de los techos de potencia hemos recurrido directamente a la simulación dinámica con TRNSYS. En los Gráficos 103 y 104 mostramos la evolución anual de la potencia eléctrica generada y las temperaturas y flujos másicos relevantes, para una central termosolar implementando la tecnología solar y el ciclo de potencia anteriormente descritos, dimensionada con un múltiplo solar de $SM=2$, que dispone de una capacidad de almacenamiento de 7 h, y que está emplazada en Almería. [Ver Gráficos 103 y 104]

A pesar de ir mucho más allá del alcance de este proyecto, y para contribuir a compensar en parte el endémico desfase de información disponible sobre esta tecnología y otras renovables, hemos procedido a realizar una optimización de los principales parámetros de dimensionado de la central, esto es, su múltiplo solar y la capacidad de almacenamiento

Gráfico 103 Central termosolar con la tecnología considerada, dimensionada con $SM=2$ y disponiendo de 7 horas de almacenamiento, y emplazada en Almería. Evolución de la potencia eléctrica generada

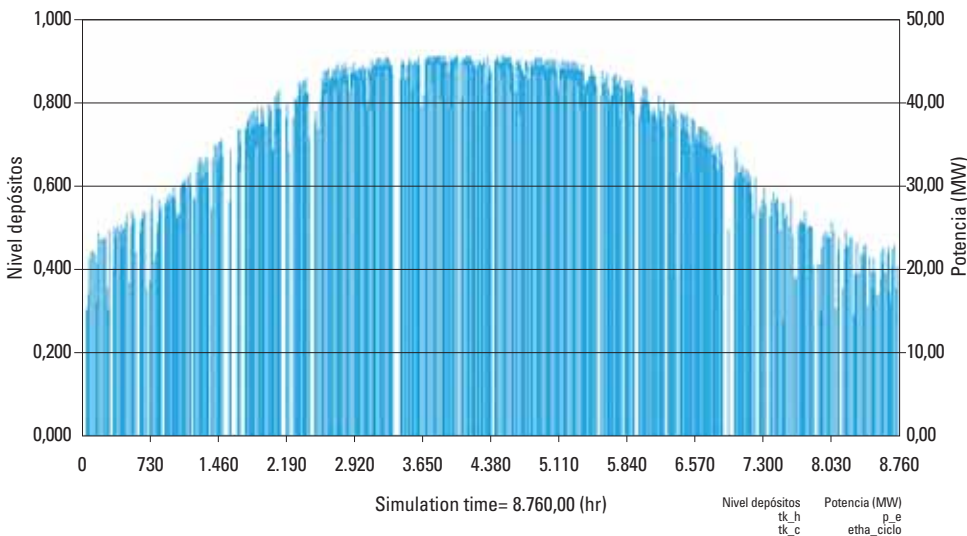
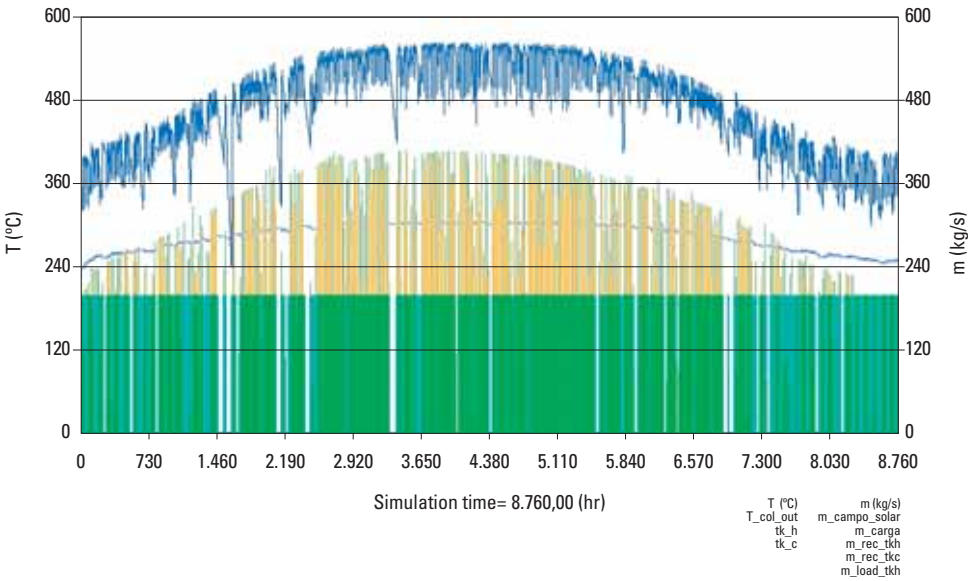


Gráfico 104 Central termosolar con la tecnología considerada, dimensionada con SM= 2 y disponiendo de 7 horas de almacenamiento, y emplazada en Almería. Evolución de temperaturas y flujos másicos



implementada. En el Gráfico 105 mostramos el factor de capacidad alcanzado con la central de tecnología considerada emplazada en Almería en función del múltiplo solar y capacidad de almacenamiento implementados, indicando los valores óptimos de la capacidad de almacenamiento para cada valor de múltiplo solar. [Ver Gráfico 105].

Para elegir entre los diseños óptimos para los distintos múltiplos solares, hemos adoptado dos parámetros objetivo: por un lado el factor de capacidad por considerar que en un sistema de generación con elevada penetración renovable, disponer de un elevado factor de capacidad de la central, asociado a una elevada capacidad de regulación de la potencia inyectada a la red gracias al almacenamiento térmico, es un factor importante. Y por otro lado, y dado que vamos buscando los techos

de potencia y generación de la tecnología, la generación de electricidad por unidad de área ocupada (que hemos caracterizado mediante el producto de la densidad de potencia instalada por el factor de capacidad). En el Gráfico 106 mostramos la variación de la densidad de potencia efectiva con el múltiplo solar (diseños óptimos), observando que el máximo en capacidad de generación eléctrica por unidad de área se obtiene con $\text{SM}= 2$. Sin embargo, puesto que al pasar de $\text{SM}= 2$ a $\text{SM}= 3$ obtenemos un incremento muy significativo en el factor de capacidad (subiendo por encima del 50% para este emplazamiento), hemos adoptado finalmente un diseño con $\text{SM}= 3$ con una capacidad de almacenamiento térmico de 15 horas. [Ver Gráfico 106].

En el Gráfico 107 mostramos las actuaciones anuales (rendimiento del campo solar,

Gráfico 105 Factor de capacidad de la central termosolar de tecnología considerada, en función del múltiplo solar y capacidad de almacenamiento implementados. Emplazamiento: Almería

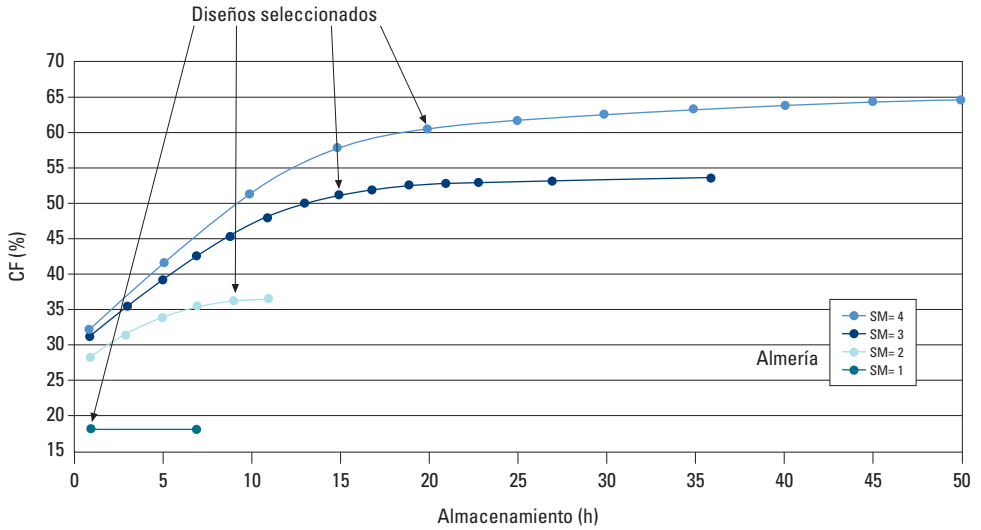
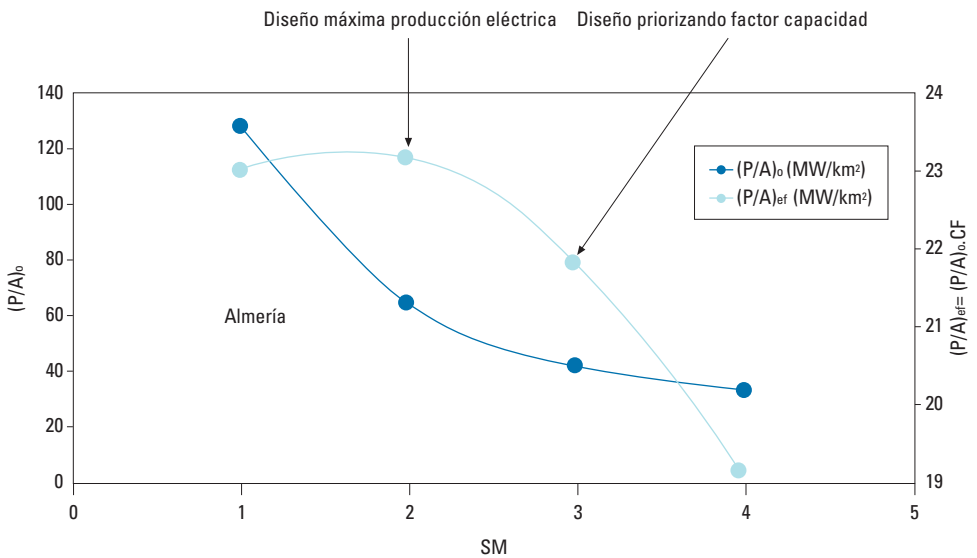


Gráfico 106 Evolución de la densidad de potencia instalada y densidad de potencia efectiva para generación eléctrica en función del múltiplo solar y empleando diseños con capacidad de almacenamiento optimizada. Emplazamiento: Almería



118 rendimiento total y factor de capacidad) de la central termosolar elegida (SM= 3; 15 horas de almacenamiento), en distintas provincias. Como puede apreciarse, si bien las actuaciones empeoran considerablemente al desplazarnos a regiones climáticas con menor índice de claridad (como cabía esperar), los factores de capacidad obtenidos todavía son comparables o superiores a los de otras tecnologías (eólica, fotovoltaica). [Ver Gráfico 107].

Respecto a la variación estacional de las actuaciones de la central termosolar, en los 3 gráficos siguientes mostramos las actuaciones mensuales medias a lo largo de los 12 meses del año para 5 emplazamientos peninsulares. La configuración N-S del campo solar elegido confiere un marcado carácter estacional a las actuaciones de la central termosolar, pero a pesar de ello, como podemos ver, en los buenos emplazamientos

solares la central propuesta es capaz de mantener factores de capacidad superiores al 20% en el invierno. También es importante resaltar los elevados factores de capacidad alcanzados por la central durante los meses de verano en todos los emplazamientos, coincidiendo con las puntas de demanda eléctrica por operación de los equipos de refrigeración. [Ver Gráficos 108, 109 y 110].

A continuación, y para ilustrar mejor la forma de operación de estas centrales, en los tres gráficos siguientes mostramos la evolución anual del nivel de fluido caloportador en el tanque de almacenamiento caliente, de la potencia eléctrica generada y de las temperaturas y flujos máxicos, en las centrales emplazadas en Almería y Asturias. Como puede verse, en los buenos emplazamientos solares, el tanque de almacenamiento no se vacía durante un periodo considerable del

Gráfico 107 Actuaciones anuales de la central termosolar con SM= 3 y 15 horas de almacenamiento en distintas provincias peninsulares. Rendimiento de campo solar, rendimiento total y factor de capacidad

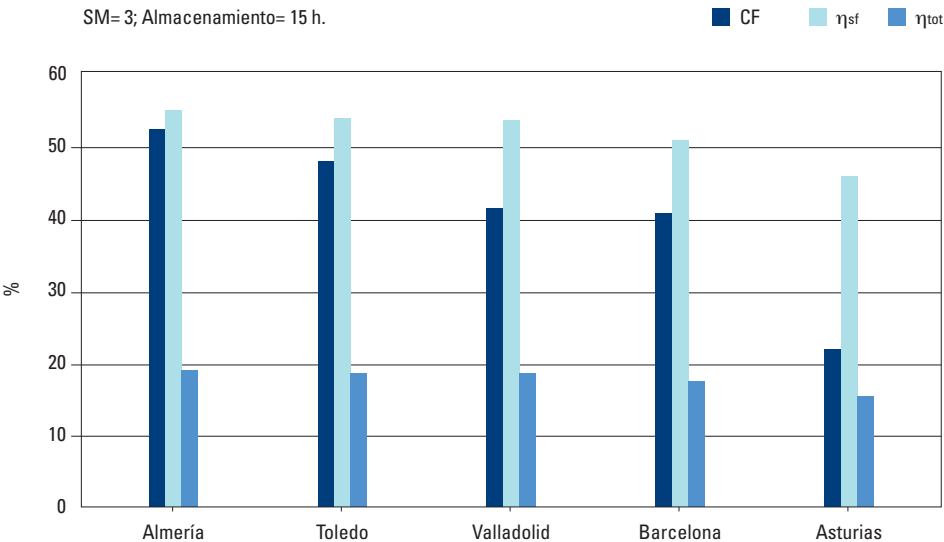
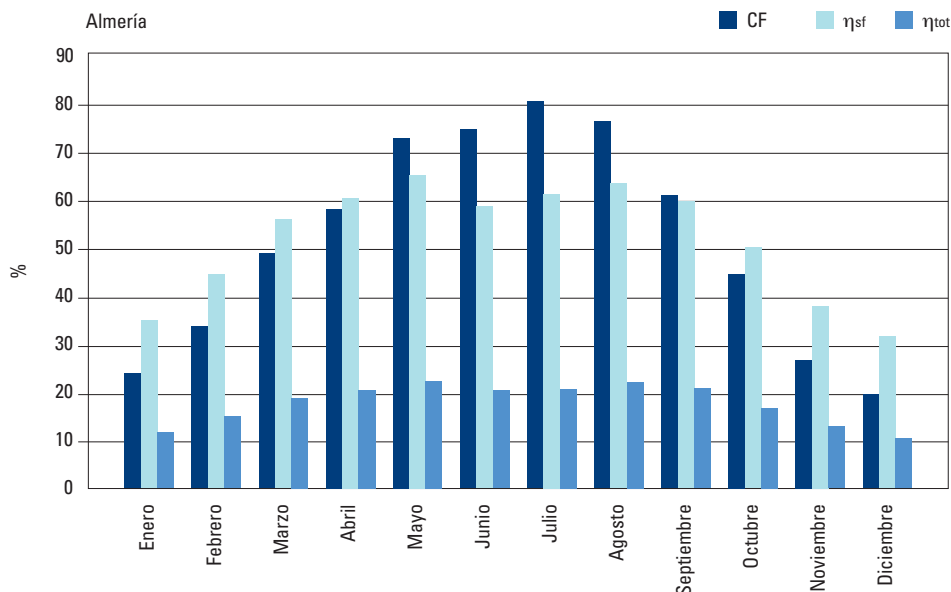


Gráfico 108 Actuaciones mensuales de la central termosolar en Almería. SM= 3; 15 horas de almacenamiento



año, y llega en los meses de verano a operar de forma continua 24 h/día durante periodos importantes. [Ver Gráficos 111, 112 y 113].

Por último, en los tres gráficos siguientes mostramos la descripción a nivel provincial de las actuaciones anuales de la central termosolar propuesta en la España peninsular, indicando su factor de capacidad, el rendimiento del campo solar y el rendimiento total de conversión de radiación solar en electricidad. [Ver Gráficos 114, 115 y 116].

4.4. Biomasa

La tecnología de la biomasa, tanto por la variedad de combustibles disponibles como por su capacidad de regulación de la potencia eléctrica producida y por su elevado factor de capacidad en el caso de requerir operar a carga base, puede desempeñar un

papel importante en un escenario de elevada contribución de energías renovables. En principio podría pensarse en la coexistencia de distintos tipos de centrales de biomasa:

- **Central para residuos (CF= 85%).**

Dada la limitación de la materia prima disponible y la discontinuidad de su producción anual, podría asumirse el uso de un ciclo de turbina de vapor de baja potencia (5 MWe) y bajas prestaciones ($p_{wv} = 20$ bar; $T_{wv} = 350$ °C; desgasificador; refrigeración por torre húmeda⁷). La caldera considerada para esta aplicación tendrá un rendimiento del orden de $\eta_{caldera} = 0,82$.

- **Central para cultivo energético operando en carga base (CF= 85%).**

Parte de las centrales de biomasa implementadas pueden jugar el papel de incrementar el factor de capacidad del parque generador.

⁷ Los ciclos de potencia para biomasa que requieran un ciclo de turbina de vapor supondremos que están refrigerados por torre húmeda, pues la implementación a gran escala de los mismos no permite suponer la posibilidad de refrigeración por circuito abierto en todos, pero el buen uso del recurso y las características de los emplazamientos, sí que permiten considerar una refrigeración por torre húmeda frente a la refrigeración por torre seca.

Gráfico 109 Actuaciones mensuales de la central termosolar en Toledo y Valladolid. SM= 3; 15 horas de almacenamiento

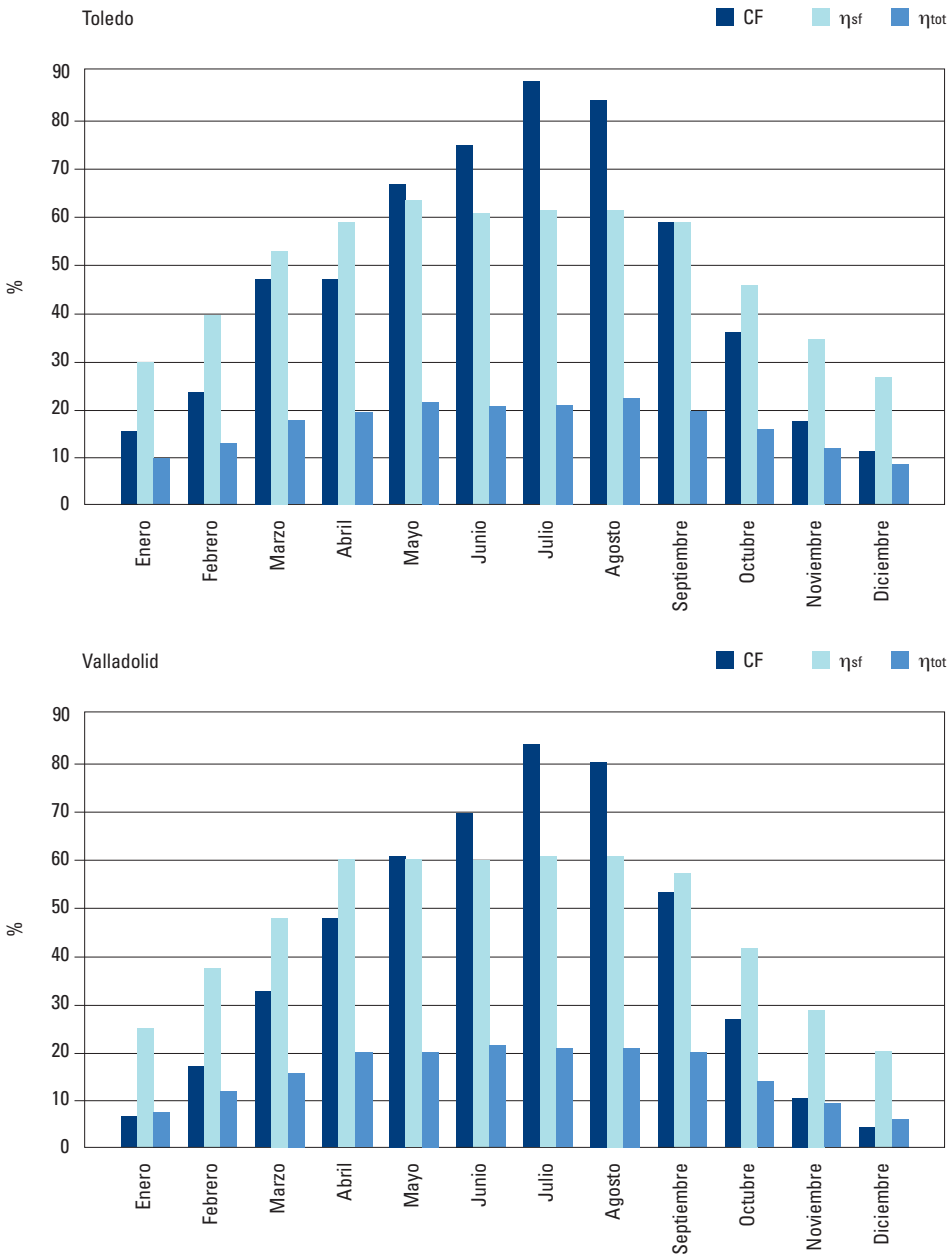


Gráfico 110 Actuaciones mensuales de la central termosolar en Barcelona y Asturias. SM= 3; 15 horas de almacenamiento

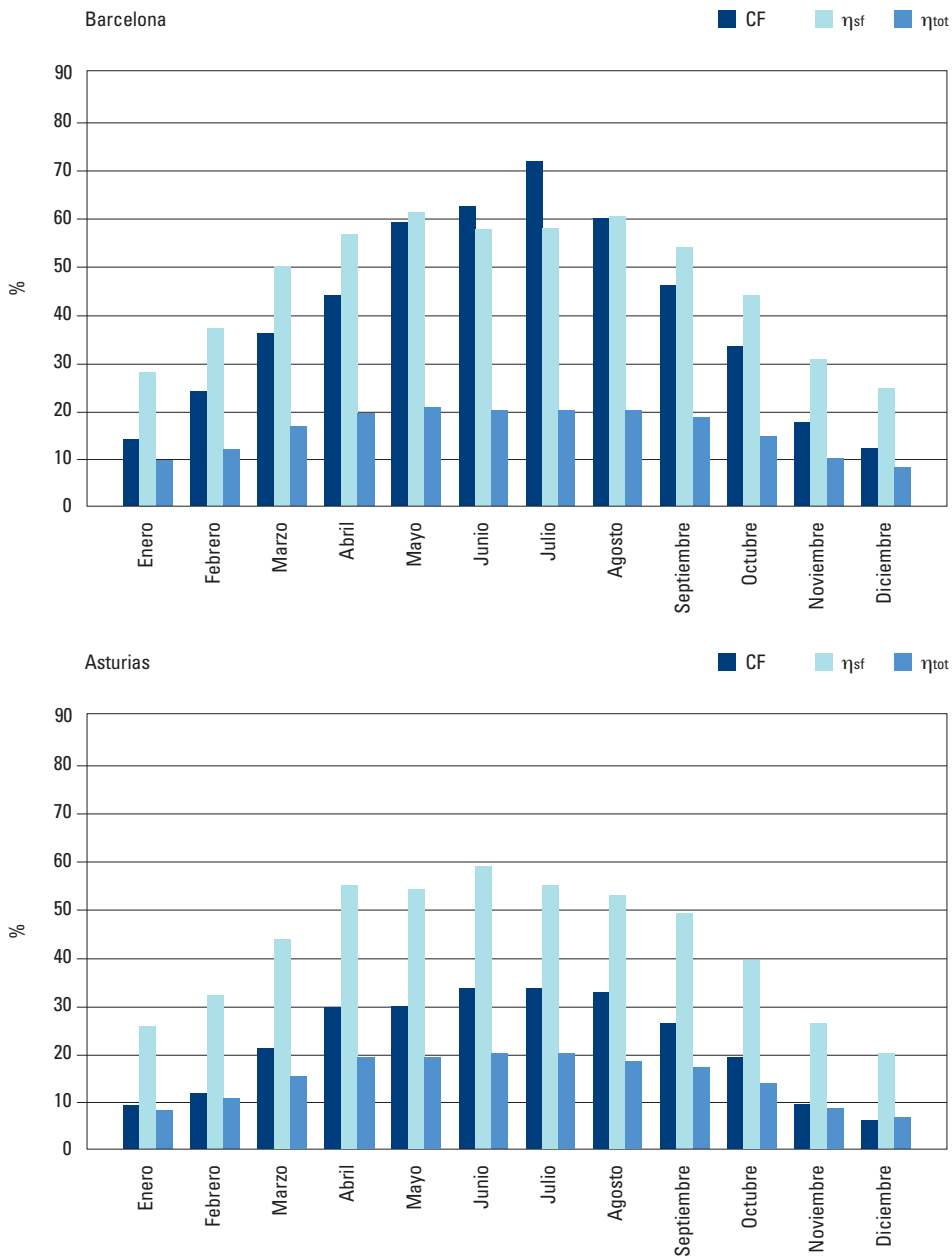


Gráfico 111 Evolución del nivel de fluido caloportador en el tanque caliente de almacenamiento solar a lo largo del año para centrales termosolares emplazadas en Almería y Asturias

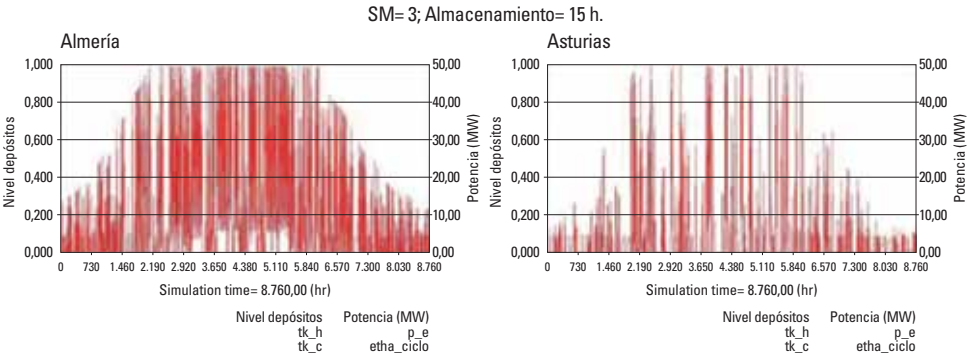


Gráfico 112 Evolución de la potencia eléctrica generada a lo largo del año para centrales termosolares emplazadas en Almería y Asturias

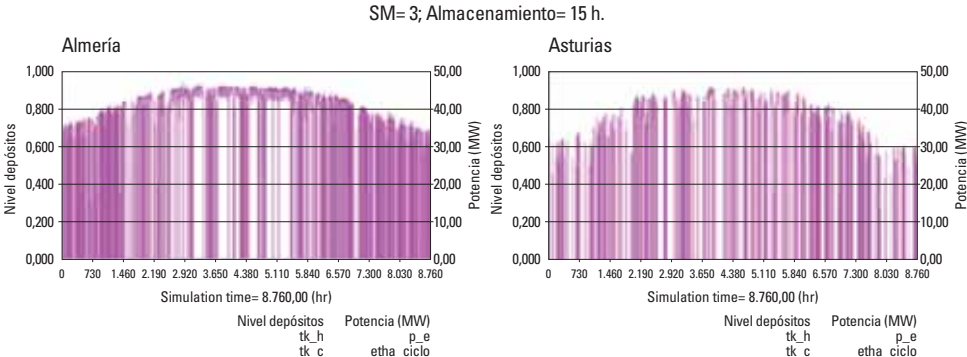
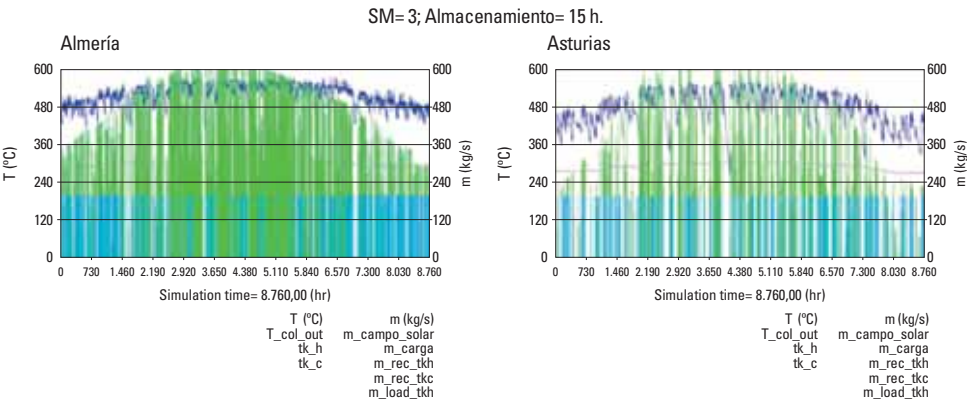


Gráfico 113 Evolución de temperaturas y flujos másicos característicos a lo largo del año para centrales termosolares emplazadas en Almería y Asturias



En este caso, al operar con elevado factor de capacidad y poder ir a una potencia algo superior ($P = 25$ MWe), se podría pensar en implementar un ciclo de potencia de turbina de vapor de elevadas prestaciones⁸ ($p_w = 100$ bar; $T_w = 540$ °C; desgasificador; 2 precalentadores de alta; 3 precalentadores de baja; refrigeración por torre húmeda). La caldera considerada para esta aplicación tendrá un rendimiento de $\eta_{\text{caldera}} = 0,90$.

• **Central para cultivo energético operando en carga punta.**

Otro de los importantes papeles que puede jugar la biomasa en un sistema de generación eléctrica de elevada penetración renovable es el de regular la generación eléctrica con su mayor capacidad de almacenamiento frente a otras tecnologías renovables.

De hecho, en un sistema de generación eléctrica de elevada penetración renovable cabe esperar un cambio del modo de operación de las centrales que convencionalmente han operado en carga base. En efecto, las tecnologías con capacidad de almacenamiento, deben actuar en un sistema de generación de estas características principalmente para regular la producción energética. Por tanto, su modo de operación será más parecido a una operación en punta que en carga base, con factores de capacidad anuales tanto más bajos cuanto mayor sea la penetración renovable de las otras fuentes con menor capacidad de regulación y almacenamiento⁹.

En las centrales de biomasa, por su menor potencia que las termoeléctricas convencionales o nucleares (25 MWe frente a 600-1000 MWe), sí que cabe pensar en la operación en carga base de un cierto número de centrales distribuidas por la red, mientras

Gráfico 114 Distribución provincial del factor de capacidad anual de la central termosolar propuesta



Gráfico 115 Distribución provincial del rendimiento del campo solar en base anual de la central termosolar propuesta



Gráfico 116 Distribución provincial del rendimiento total en base anual de la central termosolar propuesta



⁸ Es de notar que en la actualidad las centrales de biomasa, dado su reducida potencia frente a las centrales convencionales, no se implementan con ciclo de turbina de vapor de tan elevadas prestaciones. Sin embargo, esto es por motivos exclusivamente económicos al no existir en la actualidad un mercado suficientemente grande de estas aplicaciones como para ir a ciclos de mayores prestaciones, al no haber impedimento técnico alguno que lo impida. Sin embargo, aunque los parámetros del ciclo se acerquen a los de una central de mayor potencia, su rendimiento no llegará a ser tan elevado por motivo de los menores rendimientos de los equipos por efecto del reducido número de Reynolds.

⁹ De hecho, este es un motivo para anticipar una pequeña o nula participación de las centrales termoeléctricas convencionales o nucleares, que con sus grandes potencias y parámetros de operación no se prestan a un funcionamiento en modo de carga punta para regular la producción eléctrica del resto de centrales.

que otras de ellas se dediquen a la operación en carga punta para regular la generación.

En este caso, la central opera con bajo factor de capacidad y debe permitir una rápida capacidad de respuesta en su generación para regular eficazmente el sistema. Por tanto, desde el punto de vista económico como desde el técnico, no es posible ir a un ciclo de turbina de vapor de elevado rendimiento, porque sus elevadas presiones y temperaturas de operación no permitirían una respuesta adecuada de la central ante la solicitud variable. Por tanto, en estas condiciones se podría pensar en implementar un ciclo de potencia de turbina de vapor de menores prestaciones ($p_w = 30$ bar; $T_w = 420$ °C; desgasificador; 1 precalentadores de alta; 1 precalentadores de baja; refrigeración por torre húmeda). La caldera considerada para esta aplicación tendría un rendimiento del orden del $\eta_{caldera} = 0,87$.

· Gasificación de la biomasa

La gasificación de la biomasa presenta diversas ventajas potenciales frente a la generación de electricidad por combustión directa, que fundamentalmente están asociadas a la posibilidad de cambiar de un ciclo de potencia basado en una turbina de vapor a uno basado en turbinas de gas (ciclo combinado o turbina de gas regenerativa). En efecto, los ciclos basados en la turbina de gas tienen por un lado el potencial de alcanzar rendimientos más elevados que el de un ciclo de turbina de vapor, y por otro lado permiten modificar de forma mucho más rápida el modo de operación de la central, haciéndolos más apropiados para la operación en carga punta. Sin embargo, la gasificación presenta los inconvenientes, por un lado, del coste de inversión adicional

asociado al gasificador, y por otro lado, la pérdida energética asociada al proceso de gasificación.

Si asumimos los siguientes parámetros tecnológicos:

- Central con gasificación:
 - Rendimiento gasificación (límite inferior tecnología actual)= 65%.
 - Rendimiento del ciclo= 45%.
- Central turbina de vapor para carga punta:
 - Rendimiento de caldera= 87%.
 - Rendimiento ciclo= 27%.
- Central turbina de vapor para carga base:
 - Rendimiento de caldera= 90%.
 - Rendimiento ciclo= 36%.

Los rendimientos totales de conversión de la biomasa en electricidad serían los siguientes:

- Central con gasificación: 29,25%.
- Central turbina de vapor para carga punta: 23,49%.
- Central turbina de vapor para carga base: 32,40%.

En estas condiciones la gasificación no parecería tan adecuada para operar en carga base (si bien se acerca bastante al emplear procesos de gasificación con mayor rendimiento energético), siendo más apropiado para este caso el ciclo de turbina de vapor de altas prestaciones. Pero para la operación en carga punta, la gasificación presenta por un lado un rendimiento de conversión total considerablemente superior al del ciclo de turbina de vapor para operación en carga punta, y además proporciona una mayor elasticidad de operación que el ciclo de turbina de vapor, por lo que las centrales de carga punta con biomasa gasificada podrían considerarse

más apropiadas desde un punto de vista tecnológico para la operación en carga punta.

Entre la opción del ciclo combinado o el ciclo de turbina de gas regenerativo, esta segunda nos parece más apropiada para la generación en carga punta a estos niveles de potencia, pues por un lado, para estos tamaños los rendimientos de ambos ciclos son comparables, y por otro lado, el ciclo regenerativo implementa un turbina de gas trabajando a presiones considerablemente inferiores de las requeridas en un ciclo combinado, por lo que proporciona más elasticidad para la operación transitoria requerida al emplear este tipo de centrales en la regulación de la generación.

De hecho hay varios motivos para pensar que la gasificación de la biomasa, en un escenario de aprovechamiento energético de la misma a gran escala, puede resultar más apropiada que la generación de electricidad por combustión directa, incluso para las centrales que operen a carga base:

- Flexibilidad del modo de operación de la central, pasando de carga base a carga punta con gran capacidad de regulación, constituyendo una herramienta fundamental en un sistema de generación eléctrica con una elevada penetración de renovables.
- Aprovechamiento distribuido y homogéneo de la biomasa mediante una red de gasificadores estratégicamente distribuidos cerca de las fuentes de biomasa, con capacidad de tratar biomasa de distintos orígenes en un mismo centro para proporcionar un producto energético (gas de gasógeno) muy homogéneo. En efecto, la instalación de gasificadores de pequeño tamaño cercanos a los centros de producción de biomasa,

permite un aprovechamiento a mayor escala de los recursos de biomasa que el que se podría alcanzar mediante los requerimientos de concentración de la biomasa de las centrales de ciclo de turbina de vapor de elevado rendimiento¹⁰.

- De hecho, de cara al 2050, incluso cabría pensar en una red de distribución de gas de gasógeno basada en parte en las instalaciones de distribución que actualmente se están desarrollando para el gas natural.
- El actual desarrollo de las turbinas de gas, espoleado por las aplicaciones de aviación y ya asentado en el sector industrial, permite disponer de equipos de muy elevado rendimiento a escalas apropiadas para el aprovechamiento de la biomasa. Por contra, los ciclos de turbina de vapor de elevadas prestaciones están actualmente disponibles sólo para centrales de potencia muy superiores al rango de interés de las aplicaciones de biomasa.
- Al desacoplar mediante el gas de gasógeno como vector intermedio la producción de combustible de su uso para generación de electricidad, es posible distribuir las centrales de generación eléctrica según otros criterios. Uno de estos criterios, dada la gran modularidad de las turbinas de gas, sería acercar la generación eléctrica a los centros de consumo de energía térmica, para implementar procesos cogenereativos basados en biomasa que permitieran simultáneamente a la generación de electricidad de origen renovable y la cobertura parcial de la demanda de energía térmica a baja temperatura con criterios de eficiencia en el uso del recurso.
- A la vista del relativamente limitado recurso de biomasa que hemos obtenido en la evaluación de techos de potencia y generación, se hace necesario pensar en modelos de

¹⁰ Los gasificadores, incluso los de lecho fluido con capacidad de tratamiento eficiente de biomasa muy variada, no presentan las economías de escala, penalizaciones de rendimiento, y escasez de disponibilidad comercial asociada a los ciclos de turbina de vapor de elevadas prestaciones.

126 explotación de la biomasa que sean válidos para los distintos usos finales a los que se puede dedicar este recurso energético.

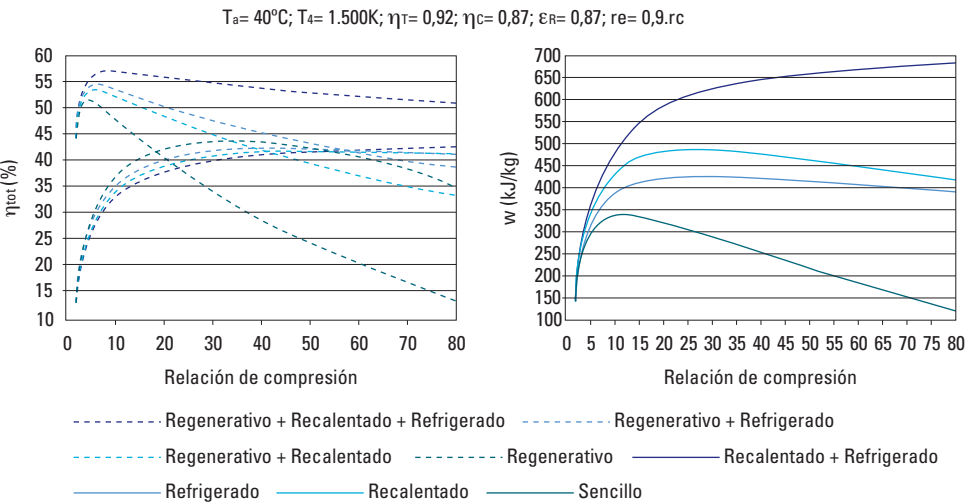
Por todos estos argumentos, hemos decidido limitar el aprovechamiento energético de la biomasa a la gasificación de la misma, para emplear el gas de gasógeno producido en un ciclo de turbina de gas de elevadas prestaciones.

En (García-Casals X., 1997, 1999) se puede encontrar un análisis comparativo de los distintos ciclos de turbina de gas desde el punto de vista de sus posibilidades de aplicación a la tecnología termosolar. En el Gráfico 117 mostramos los resultados de un análisis clásico de ciclos de turbina de gas. Como podemos ver, incluso para la tecnología considerada en el análisis de este gráfico (temperatura de entrada en turbina de 1.500 K), los ciclos de turbina de gas regenerativos presentan el potencial de alcanzar muy elevados rendimientos a

bajas presiones de operación¹¹. De todos los ciclos de turbina de gas, el mejor es el regenerativo interrefrigerado y recalentado, seguido de cerca por el regenerativo interrefrigerado. [Ver Gráfico 117].

Sin embargo, la aplicación de los ciclos de turbina de gas a la gasificación de la biomasa presenta una serie de peculiaridades que demandan un análisis específico. En efecto, el gas de gasógeno, en ausencia de la separación de CO₂ y N₂, tiene un poder calorífico del orden de 7,4 veces inferior al del gas natural. Esto trae como consecuencia una redistribución de los flujos dentro de la turbina de gas, y una penalización energética debida a que la manipulación del gas para su inyección en la turbina de gas llevará asociado un consumo energético considerablemente superior al asociado a emplear gas natural. En este sentido, los ciclos regenerativos con su menor presión de operación resultan ventajosos.

Gráfico 117 Comparación rendimientos y trabajos específicos de los ciclos TG. Análisis convencional



¹¹ Lo cual facilita la operación a carga variable, además de los beneficios específicos para la gasificación que comentaremos más adelante.

Puesto que el gas de gasógeno generado en los gasificadores no se encuentra comprimido, el trabajo de compresión de dicho combustible para su uso en la turbina de gas debe incorporarse en la definición del rendimiento del ciclo para disponer de una evaluación adecuada del rendimiento de conversión energética total de la biomasa.

Las características del gas de gasógeno que vamos a considerar son las siguientes:

- Composición del gas de gasógeno producido¹² (no asumimos eliminación del CO₂ y N₂ contenidos en el combustible para aumentar su poder calorífico), expresada en términos volumétricos:
 - CO: 27%.
 - H₂: 14%.
 - CH₄: 3%.
 - N₂: 51,5%.
 - CO₂: 4,5%.
- Poder calorífico inferior del gas de gasógeno considerado: 5,43 MJ/kg.

Respecto al proceso de gasificación, vamos a considerar un rendimiento de gasificación del 80% (gas frío). Estos rendimientos ya se han alcanzado en la actualidad, y si bien es posible obtener rendimientos más elevados en el proceso de gasificación si el gas de gasógeno se usa en caliente a la salida del gasificador directamente para generar electricidad, con el planteamiento que estamos realizando manteniendo la posibilidad de tener una producción distribuida de gas de gasógeno desacoplada espacial y temporalmente de la generación distribuida de electricidad, lo coherente es que en la mayoría de aplicaciones el gas de gasógeno se usaría en frío en las turbinas de gas. En los casos donde la central de gasificación y la

de generación eléctrica puedan hacerse coincidir en el espacio, el rendimiento de gasificación podría subir por encima del 90% conduciendo a un considerable incremento en la capacidad de generación eléctrica a partir de un recurso de biomasa dado.

El ciclo regenerativo, interrefrigerado y recalentado, es como veíamos anteriormente el de mayores prestaciones según el análisis clásico. Sin embargo, en el caso de la gasificación de la biomasa, el menor poder calorífico del combustible, va a reducir sus diferencias con el ciclo regenerativo e interrefrigerado. Esto, junto al hecho de que el ciclo regenerativo, interrefrigerado y recalentado, con sus dos cámaras de combustión, cabe esperar que esté más limitado en cuanto a su operación a carga parcial (capacidad de regulación del sistema de generación con elevada penetración renovable), nos ha hecho decantarnos finalmente por el ciclo regenerativo e interrefrigerado para el aprovechamiento energético de la biomasa en el marco de este proyecto.

En el Gráfico 118 mostramos las actuaciones del ciclo regenerativo e interrefrigerado para su aplicación a la gasificación de la biomasa con el gas de gasógeno considerado, e implementando una tecnología de turbina de gas que podríamos considerar “normalita” en la actualidad (temperatura de entrada en turbina de 1.300 °C y sangrado del 15% del flujo por el compresor para refrigeración de región de entrada en la turbina). En este gráfico mostramos tres rendimientos:

- Rendimiento del ciclo: El empleado en los análisis clásicos de turbina de gas.
- Rendimiento que incluye el trabajo de compresión del gas de gasógeno para su

¹² No asumimos eliminación del CO₂ y N₂ contenidos en el combustible para aumentar su poder calorífico (prácticamente triplicarlo) por considerar que no será viable la implementación de una unidad de separación de aire para las escalas de gasificadores de biomasa que en principio cabe esperar. Sin embargo, una gran implementación de la tecnología centralizada en centrales de gasificación que manejen biomasa procedente de un gran radio de acción podría llegar a justificar esta mejora tecnológica.

128 inyección en la cámara de combustión y el de bombeo del agua de interrefrigeración.

- Rendimiento global incluyendo el rendimiento de gasificación, que asumimos del 80%.

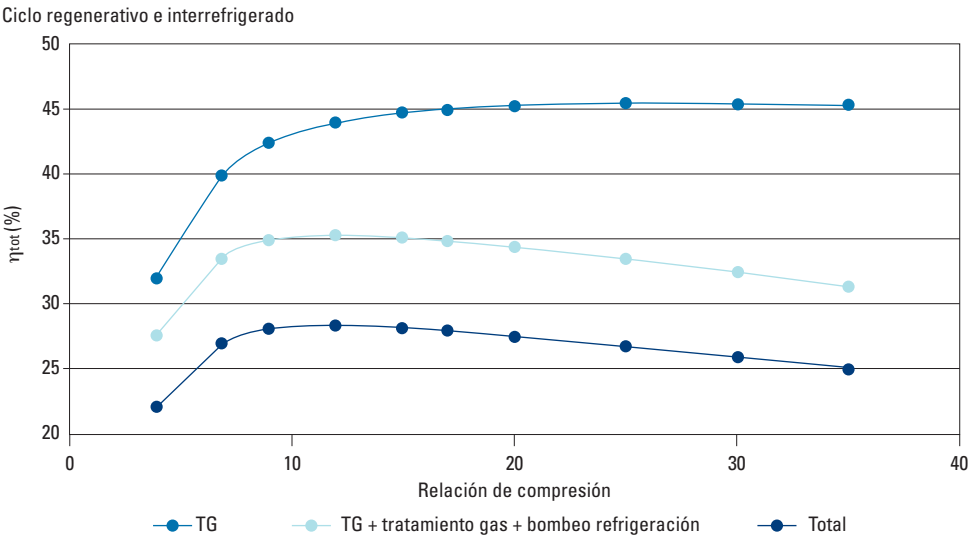
Como podemos ver, si bien el rendimiento máximo del ciclo de 45,46% se alcanza para una relación de compresión de $r_c= 27$, el máximo rendimiento total del ciclo es de 35,34% (rendimiento de turbina de gas de 43,78%) y se alcanza para una relación de compresión significativamente inferior ($r_c= 12$), reflejo directo del gran peso que tiene el trabajo de compresión del gas de gasógeno en las actuaciones del ciclo. [Ver Gráfico 118].

En los Gráficos 119 y 120 mostramos el esquema del ciclo considerado, tanto para el caso de máximo rendimiento de ciclo de turbina de gas como de máximo rendimiento total. [Ver Gráficos 119 y 120].

Como podemos ver, con esta tecnología de turbina de gas “normalita” dentro de las actualmente disponibles, incorporando el rendimiento de gasificación, obtendríamos un rendimiento total de conversión de la biomasa de $\eta_{tot}= 28,27\%$.

Pero no parece adecuado considerar esta tecnología de turbina de gas como la representativa para el año 2050, cuando desde ya hace algunos años la tecnología más avanzada de turbina de gas implementada en aviación tiene temperaturas de entrada en turbina superiores a los 1.800 K. A finales del siglo xx ya había programas de I+D en marcha para desarrollar turbinas con temperaturas de entrada en turbina de 1.923 K (1.650 °C). Incluso dentro del sector de las turbinas de gas industriales, ya en 1997 estaba disponible comercialmente la W501G de Westinghouse, con temperaturas de entrada en turbina de 1.773 K.

Gráfico 118 Actuaciones del ciclo regenerativo e interrefrigerado operando con gas de síntesis para una tecnología de turbina de gas “normalita” dentro de las actualmente disponibles ($T_{max}= 1300\text{ °C}$; $g/G= 0,15$; $p_{amb}= 1\text{ bar}$; $T_{amb}= 25\text{ °C}$; $LHV= 5,43\text{ MJ/kg}$)



La temperatura de entrada en turbina ha sido el parámetro tecnológico fundamental en el desarrollo de las turbinas de gas modernas de elevado rendimiento. Desde 1970 la temperatura de entrada en turbina ha ido creciendo a razón de unos 200 K

Gráfico 119 Diagrama de ciclo con variables de flujo para el ciclo regenerativo e interrefrigerado de máximo rendimiento de turbina de gas con una tecnología de turbina de gas “normalita” dentro de las actualmente disponibles

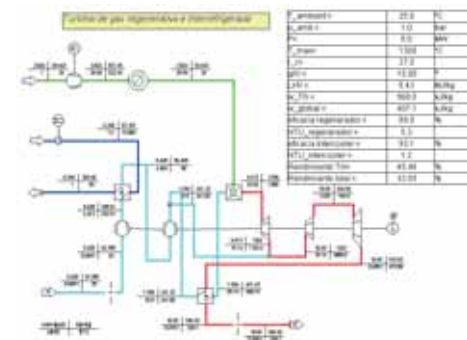
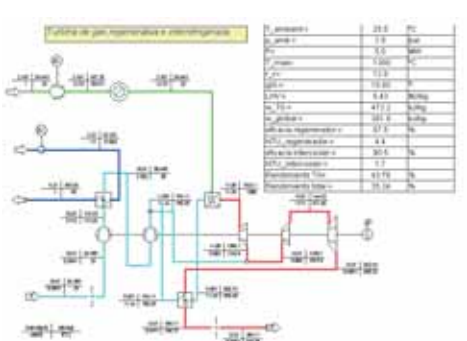


Gráfico 120 Diagrama de ciclo con variables de flujo para el ciclo regenerativo e interrefrigerado de máximo rendimiento total de la turbina de gas (incluyendo compresión del gas de gasógeno y bombeo de agua de interrefrigeración) con una tecnología de turbina de gas “normalita” dentro de las actualmente disponibles



cada 10 años, y llegó a estar por encima de los 1.800 K en el año 2000. De mantener este ritmo, sobre el año 2030 ya se estaría operando con temperaturas estequiométricas (2.400 K), por lo que parecería perfectamente asumible contar con temperaturas de entrada en turbina del orden de 1.900 °C tecnológicamente establecidas de cara al año 2050.

El otro aspecto que actualmente condiciona el rendimiento de las turbinas de gas es el requerimiento de refrigeración de los primeros escalonamientos de la turbina, que al realizarse mediante un sangrado de aire del compresor lleva asociada una penalización energética significativa. En la actualidad se están practicando sangrados del compresor del orden de 13-15% de flujo de aire por el mismo con fines de refrigeración. Sin embargo, esta tampoco constituye ninguna limitación tecnológica de cara al año 2050. Por un lado ya está planteada desde los años 70 la posibilidad de refrigerar los primeros escalonamientos de la turbina con vapor en lugar de con aire sangrado de compresor, en cuyo caso, este vapor, al expandirse posteriormente en la propia turbina de gas, conduce a un incremento de la potencia generada por la turbina (en lugar de la reducción asociada al sangrado en el compresor), conduciendo a la implementación efectiva de un ciclo combinado en paralelo. Por otro lado, incluso manteniendo la refrigeración mediante sangrado de aire del compresor, la evolución en tecnología de materiales (incluyendo apantallamientos cerámicos de elevada temperatura), ha permitido ir reduciendo las necesidades de sangrado para una misma temperatura de entrada en turbina a lo largo de los últimos años, tendencia con la que se puede contar de cara al año 2050.

13 Así como en base al paralelismo entre el desarrollo de las turbinas de gas para aviación y las de aplicaciones industriales (turbinas aeroderivadas) parece viable contar con la disponibilidad comercial de estas tecnologías en la pequeña escala de potencia que consideramos para las aplicaciones de biomasa.

130 Por tanto, parecería factible contar de cara al año 2050 con una tecnología de turbina de gas caracterizada por los siguientes parámetros tecnológicos¹³:

- Temperatura de entrada en turbina= 1.900-2.100 °C.
- Sangrado del compresor= 5-0%.

Sin embargo, manteniendo el carácter conservador de este proyecto para obtener una cota inferior de las posibilidades de generación renovable para el año 2050, vamos a adoptar la siguiente tecnología de turbina de gas como representativa para el 2050:

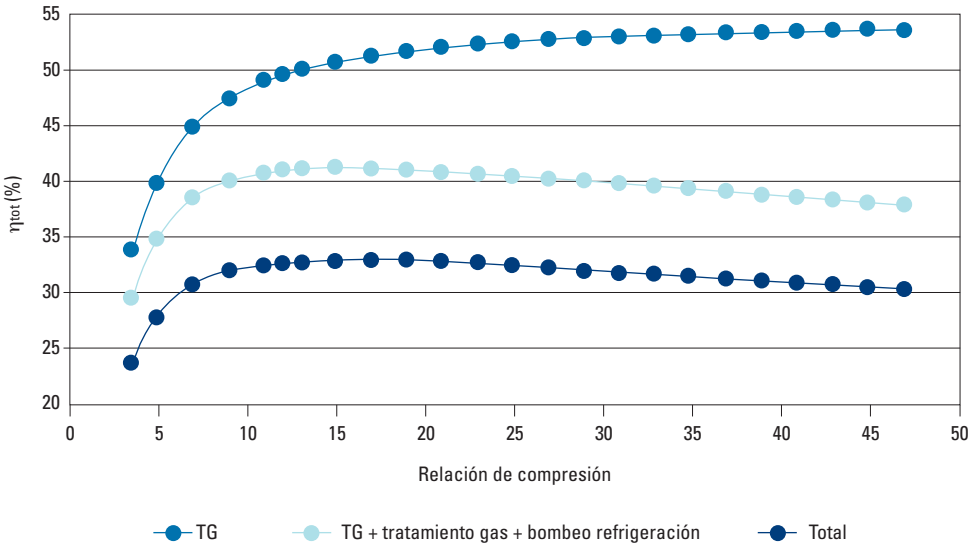
- Temperatura de entrada en turbina= 1.700 °C.
- Sangrado del compresor= 10%.

En los Gráficos 121 y 122 mostramos las actuaciones del ciclo de turbina de gas

regenerativo e interrefrigerado con los parámetros tecnológicos adoptados, y en función de la relación de compresión, así como el ciclo finalmente adoptado para el desarrollo de este proyecto (el de máximo rendimiento total). Como vemos, el rendimiento máximo del ciclo es superior a 53,5% y se alcanza con relaciones de compresión superiores a 47. Sin embargo, teniendo en cuenta el trabajo de bombeo del gas de gasógeno y del agua de interrefrigeración del compresor, el máximo rendimiento total del ciclo es de 41,19% y se alcanza para un ciclo con relación de compresión considerablemente inferior ($rc= 15$). En estas condiciones, incorporando en rendimiento de gasificación del 80% nos quedaría un rendimiento energético total de conversión de la biomasa de $\eta_{tot}= 32,95\%$. [Ver Gráficos 121 y 122].

Gráfico 121 Actuaciones del ciclo regenerativo e interrefrigerado operando con gas de síntesis para una tecnología de turbina de gas conservadora para el 2050 (temperatura entrada en turbina de 1.700 °C y sangrado de 10% del flujo másico por compresor; $p_{amb}= 1\text{ bar}$; $T_{amb}= 25\text{ °C}$; $LHV= 5,43\text{ MJ/kg}$)

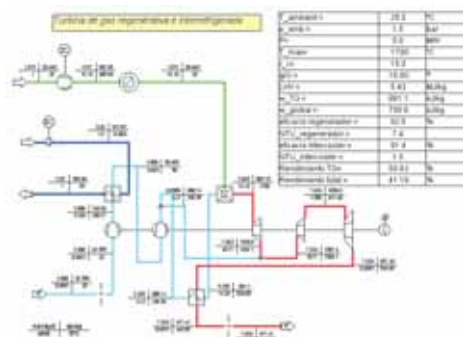
Ciclo regenerativo e interrefrigerado



Analizando el diagrama de flujo de este gráfico notamos otra de las ventajas de este ciclo de potencia: el subproducto de la interrefrigeración del compresor es un flujo de agua a 85 °C, condiciones adecuadas para aplicaciones de cogeneración destinadas a cubrir la demanda térmica de baja temperatura, que pueden englobar generación de ACS, calefacción y refrigeración mediante equipos de absorción.

Esta demanda térmica de baja temperatura, cuyo mayor exponente es el consumo energético en la edificación, constituye uno de los componentes más importantes del consumo energético de nuestro país (a nivel de la UE el consumo energético en la edificación es del orden del 40-50% del total). Por tanto, desde el punto de vista de encaminar nuestro modelo energético hacia la sostenibilidad es fundamental introducir elevados

Gráfico 122 Diagrama de ciclo con variables de flujo para el ciclo regenerativo e interrefrigerado de máximo rendimiento total de la turbina de gas (incluyendo compresión del gas de gasógeno y bombeo de agua de interrefrigeración) para una tecnología de turbina de gas conservadora para el 2050 (temperatura entrada en turbina de 1.700 °C y sangrado de 10% del flujo másico por compresor)



porcentajes de cobertura renovable de esta demanda energética, lo cual resulta considerablemente más complicado que en el sector de generación de electricidad por su carácter distribuido y la falta de regulación efectiva sobre la misma.

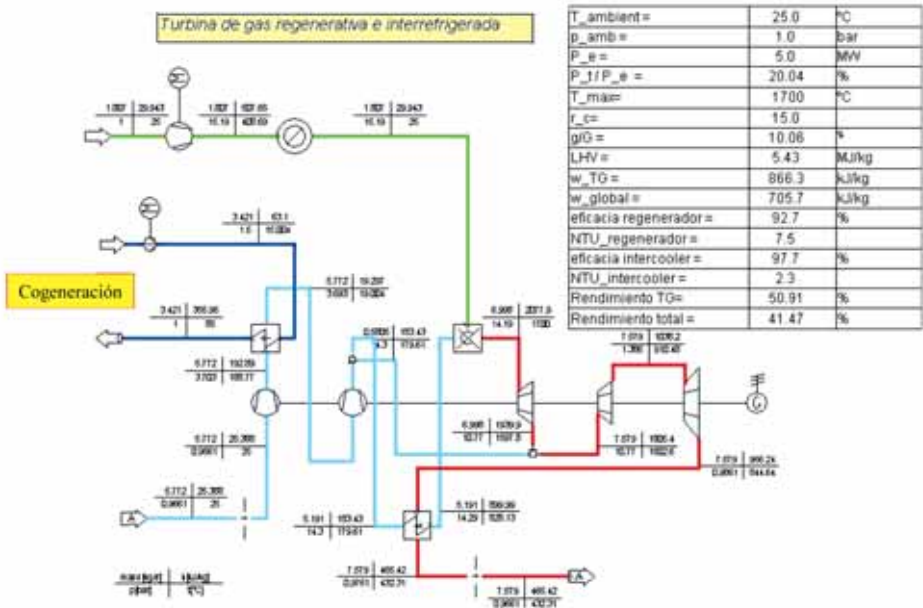
La biomasa constituye sin duda una opción energética importante para la cobertura de esta demanda de energía térmica de baja temperatura con tecnologías renovables. De hecho, en la actualidad están empezando a entrar en nuestro país las calderas automáticas de biomasa (principalmente en forma de pellets) que desde hace ya unos cuantos años se vienen implementando en otros países del centro y norte de Europa. Sin embargo, desde el punto de vista de eficiencia en el uso de los recursos energéticos, que en el caso de la biomasa como veremos en la evaluación de techos son relativamente escasos, no parece apropiado el uso de una energía de elevada calidad energética como es la biomasa para generar directamente energía térmica de baja temperatura. De hecho, esta contradicción se hace explícita cuando, para el sistema de generación eléctrica pretendemos explotar el recurso de la biomasa hasta sus últimas consecuencias (aprovechamiento de monte bajo) para beneficiarnos de sus grandes ventajas desde el punto de vista de la regulación del sistema de generación eléctrica. En estas escalas, el recurso de la biomasa pasaría a ser un recurso escaso si debe emplearse en paralelo para satisfacer la demanda de energía térmica y de generación de electricidad, disparando su precio de tal forma que probablemente quedara excluido de la aplicación térmica directa por el propio mercado. En este contexto, el uso cogenerativo de la

132 biomasa, es decir, aprovechándola para generar energía térmica de baja temperatura una vez que ya se ha aprovechado su calidad energética para producir electricidad, se presenta como la opción técnica y económicamente más viable en el marco de un modelo energético sostenible.

En el ciclo de potencia presentado en el Gráfico 122, la potencia térmica proporcionada por el interrefrigerador de la turbina de gas constituye el 18,87% de la potencia eléctrica producida. Sin embargo, con estas consideraciones cogenerativas, cabe plantearse la optimización del aprovechamiento térmico mediante el sobre-dimensionado de dicho intercambiador de calor, lo cual al mismo tiempo beneficia al rendimiento de generación eléctrica. En efecto, el esquema planteado en

el gráfico anterior tiene un intercambiador con un *pinch point* de 15 °C. Es posible reducir este *pinch point* aumentando el tamaño del intercambiador para generar una mayor cantidad de energía térmica al mismo tiempo que aumenta el rendimiento de generación eléctrica. Reduciendo el *pinch point* a 4 °C obtenemos una mejora de un 0,7% en el rendimiento de generación eléctrica y un incremento de un 6,2% en el ratio de potencia térmica/potencia eléctrica, y todo ello al aumentar en un 59% el tamaño del intercambiador de calor, pasando a operar con un NTU= 2,3 desde el NTU= 1,5 que tenía en la propuesta original. En el Gráfico 123 mostramos el esquema, variables de flujo y actuaciones del ciclo de potencia finalmente propuesto para el aprovechamiento cogenerativo de la biomasa. [Ver Gráfico 123].

Gráfico 123 Esquema de flujo y actuaciones del ciclo de potencia adoptado para el aprovechamiento cogenerativo de la biomasa. Energía térmica a 85 °C (agua líquida)



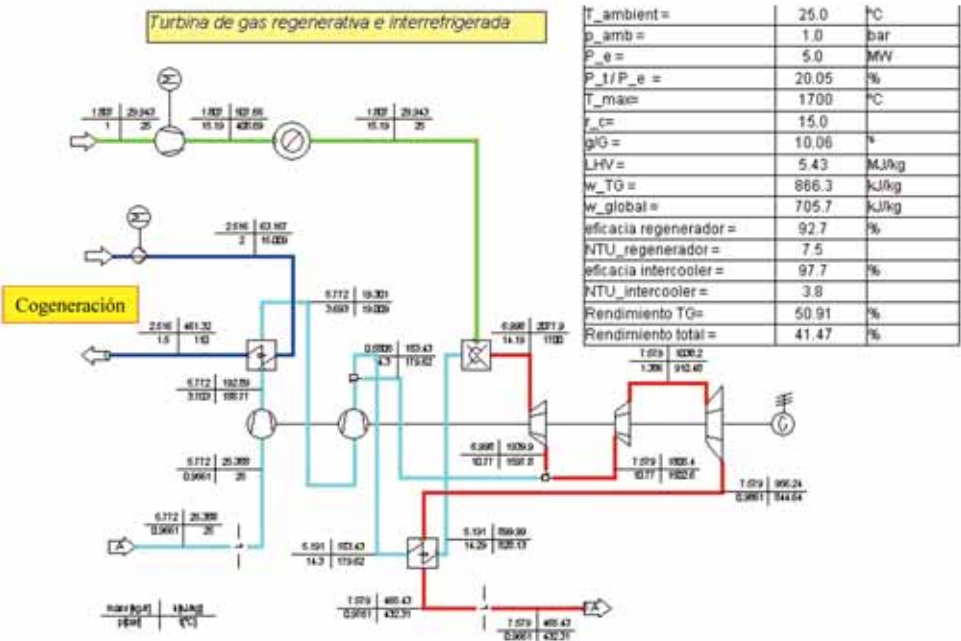
La temperatura de la energía térmica producida en el ciclo de potencia anterior es de 85 °C, adecuada para cubrir las necesidades de ACS y calefacción, pero un poco justa para cubrir las necesidades de refrigeración. Sin embargo, el esquema es igualmente válido para producir energía térmica a mayores niveles de temperatura reduciendo el flujo de agua por el interrefrigerador. En el caso de querer asegurar la opción de emplear la energía térmica residual para cubrir la demanda de refrigeración mediante una máquina de absorción de simple efecto, una temperatura del agua de 110 °C sería más que suficiente. De hecho, esta temperatura podría incluso incrementarse para acercarse a la requerida por las máquinas de absorción de doble efecto,

para lo cual se podría jugar con la relación de compresión del ciclo de turbina de gas dado lo plano del máximo en el punto de máximo rendimiento total. Sin embargo, consideramos que para satisfacer simultáneamente las demandas de ACS, calefacción y refrigeración, la temperatura de 110 °C en el agua ya es adecuada. En el Gráfico 124 mostramos el ciclo propuesto con generación térmica a 110 °C. [Ver Gráfico 124].

4.5. Fotovoltaica

La solar fotovoltaica se considerará como integrada en la edificación y para la implementación de huertas solares con seguidores azimutales.

Gráfico 124 Esquema de flujo y actuaciones del ciclo de potencia adoptado para el aprovechamiento cogenerativo de la biomasa. Energía térmica a 110 °C (agua líquida)



134 En la actualidad existen módulos fotovoltaicos comerciales de silicio monocristalino con rendimientos cercanos al 17% a módulo nuevo. Sin embargo, los rendimientos garantizados se reducen significativamente con el paso del tiempo. Así, los fabricantes actuales de los módulos fotovoltaicos de mayor rendimiento garantizan potencias del orden del 80% de la nominal a los 25 años.

Las prestaciones del módulo fotovoltaico que son de interés para nuestro estudio son las medias a lo largo de su vida útil. Pero dado que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos comerciales sigue aumentando, de cara al 2050 parece razonable contar con un mayor rendimiento de módulo.

La hipótesis tecnológica que vamos a adoptar es que las prestaciones medias del módulo fotovoltaico a lo largo de su vida útil en el horizonte de estudio (2050), coinciden

con las de un módulo fotovoltaico de elevado rendimiento actual a módulo nuevo.

Los parámetros que caracterizan las actuaciones del módulo que adoptaremos para el modelado (modelo de Townsend), representativas de los valores medios a lo largo de su vida útil, y referidas a STC ($G=1000\text{ W/m}^2$; $T_c=25\text{ }^\circ\text{C}$; AM 1,5) excepto la NOCT ($G=800\text{ W/m}^2$; $T_{amb}=20\text{ }^\circ\text{C}$; $P_e=0\text{ W}$; $V=1\text{ m/s}$; AM= 1,5), son las siguientes:

η (%)	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	μ_{isc} (mA/K)	μ_{voc} (mV/K)	μ_{Pmax} (%/K)	NOCT ($^\circ\text{C}$)
16,83	40,0	5,25	5,7	47,8	2,27	-138,2	-0,375	48,5

En el Gráfico 125 mostramos las curvas características de este módulo para una superficie de $1,248\text{ m}^2$, con una potencia en STC de 210 Wp. En el Gráfico 126 mostramos cómo se modifican las actuaciones del módulo al cambiar la irradiación y temperatura de la

Gráfico 125 Curvas características del módulo en STC (1.000 W/m^2 ; $25\text{ }^\circ\text{C}$; AM 1,5) representativas de las condiciones medias de degradación en su vida útil, para una potencia de módulo de 210 W (STC)

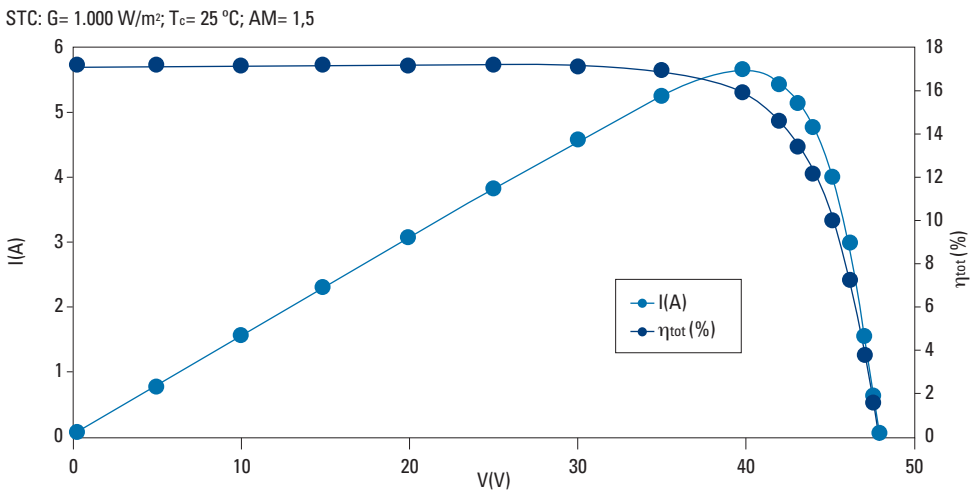
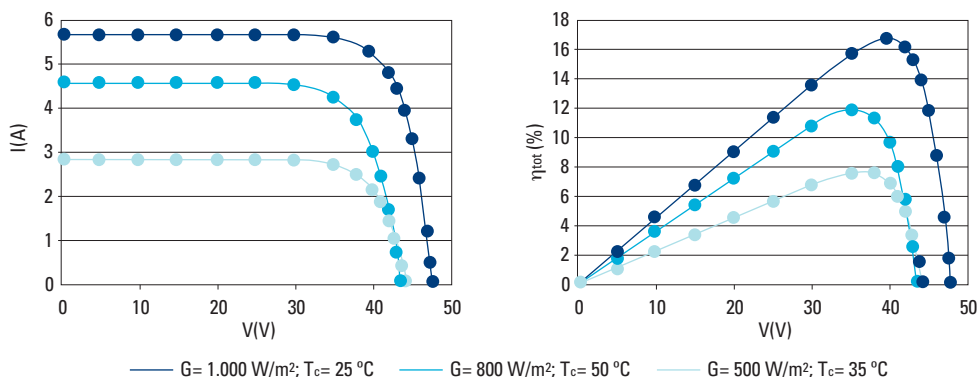


Gráfico 126 Actuaciones del módulo fotovoltaico adoptado, representativas del comportamiento medio a lo largo de su vida útil, para distintas condiciones de irradiación incidente y temperatura de célula

$P_{mp} (STC) = 210 \text{ W}_p$



célula del mismo. Estos parámetros, además de cambiar a lo largo del día, cambiarán también en las aplicaciones de integración en la edificación debido a la distinta orientación de los mismos según se trate de aprovechamiento de cubiertas o fachadas. Las curvas relevantes para nuestro análisis de techos de potencia para una disponibilidad dada de superficie, son las de rendimiento. [Ver Gráficos 125 y 126].

La vida útil de los módulos puede ya en la actualidad ser superior a los 40 años, si bien las actuaciones del mismo se degradan. Los fabricantes de módulos garantizan en la actualidad vidas útiles de 25 años (con actuaciones degradadas). Nosotros vamos a asumir de cara al escenario 2050 una vida útil de 40 años asociada a unas actuaciones medias (degradadas respecto a las condiciones de módulo nuevo) dadas por las curvas anteriormente presentadas.

El otro elemento principal de una instalación fotovoltaica conectada a red es el inversor.

En la actualidad (ASIF, 2003) ya se están alcanzando rendimientos medios de 95-89% en estos equipos. En (EPIA, 2004) se establece el objetivo ya para el 2010 de alcanzar rendimientos medios superiores al 96%.

Un aspecto que hasta ahora ha sido relevante en las actuaciones medias de los inversores, y que de hecho ha afectado los criterios de diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red forzando a un sobredimensionado del campo solar respecto a la potencia nominal del inversor, ha sido la reducción de rendimiento del inversor con la carga del mismo respecto a su potencia nominal. Sin embargo, la evolución de la tecnología es a proporcionar curvas de rendimiento a carga parcial cada vez más planas, tendencia que incluso se llega a acentuar mediante la disposición en paralelo de inversores de distinta potencia nominal que entran en operación secuencialmente según el nivel de carga.

En el Gráfico 127 mostramos las curvas de rendimiento de conversión DC/AC de inversores

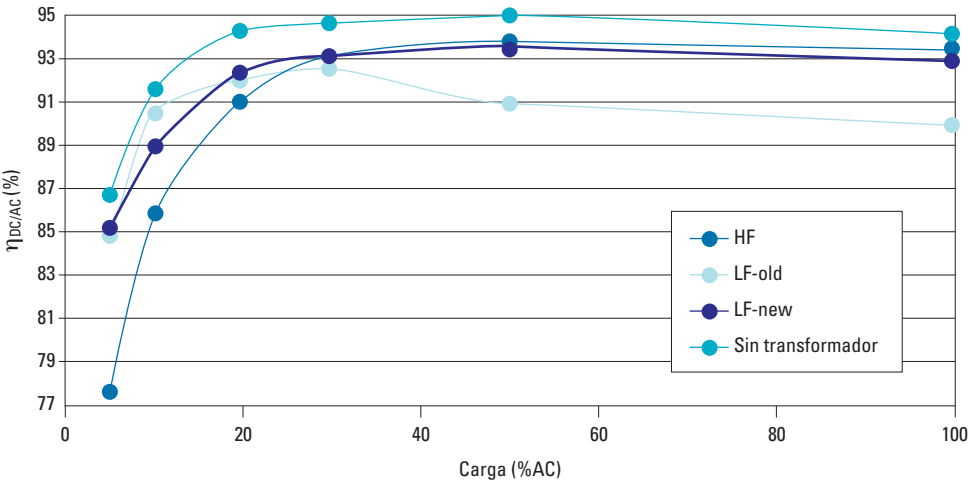
136 típicos disponibles actualmente en el mercado, según resultados de ensayos proporcionados en (Alonso Abella M., Chenlo F., 2004). Como vemos, el aspecto fundamental en el rendimiento alcanzado es la presencia o no de un transformador de aislamiento galvánico y del tipo de transformador empleado (LF= baja frecuencia; HF= alta frecuencia). Los rendimientos máximos quedan por debajo del 95% (alcanzado sólo en el inversor sin transformador), y la caída de rendimiento importante empieza a partir de un 30% de carga. [Ver Gráfico 127].

La tendencia tecnológica es a seguir aumentando el rendimiento máximo y a conseguir cada vez curvas de rendimiento más planas. En el Gráfico 128 mostramos las curvas de rendimiento de un inversor comercial actual, mostrando cómo al trabajar a elevadas tensiones ya se proporcionan rendimientos máximos de conversión

DC/AC por encima del 96%. En el Gráfico 129 mostramos curvas de dos modelos de otro fabricante actual de inversores fotovoltaicos que implementa un concepto de operación secuencial de inversores de distintas potencias con el fin de allanar la curva de rendimiento. [Ver Gráficos 128 y 129].

Pero el rendimiento de un inversor es el producto de dos rendimientos, el de conversión DC/AC anteriormente presentado y que se encuentra bien documentado por los fabricantes, y el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) sobre el que resulta difícil encontrar información. Además, así como el rendimiento DC/AC es bastante parecido en todos los inversores comerciales, en el rendimiento MPPT se encuentran diferencias muy significativas entre los distintos inversores actualmente disponibles en el mercado. Así, en (Alonso Abella M., Chenlo F., 2004) se presentan resultados

Gráfico 127 Curvas de rendimiento de conversión DC/AC a carga parcial de diversos inversores comerciales actualmente disponibles en el mercado según ensayos independientes (Alonso Abella M., Chenlo F., 2004)



procedentes de medidas experimentales con rendimientos MPPT que oscilan entre 50% y 91%. Sin embargo, estas grandes diferencias son debidas a la implementación de algoritmos poco adecuados para el seguimiento del MPP, y podemos asumir que para el horizonte

planteado en este proyecto se dispondrá de valores más elevados y homogéneos.

En (EUREC Agency, 2002) se establecen los siguientes objetivos de rendimiento del inversor:

Gráfico 128 Inversor FV comercial con rendimientos máximos por encima del 96% al trabajar con valores elevados de la tensión (Sunnyboy)

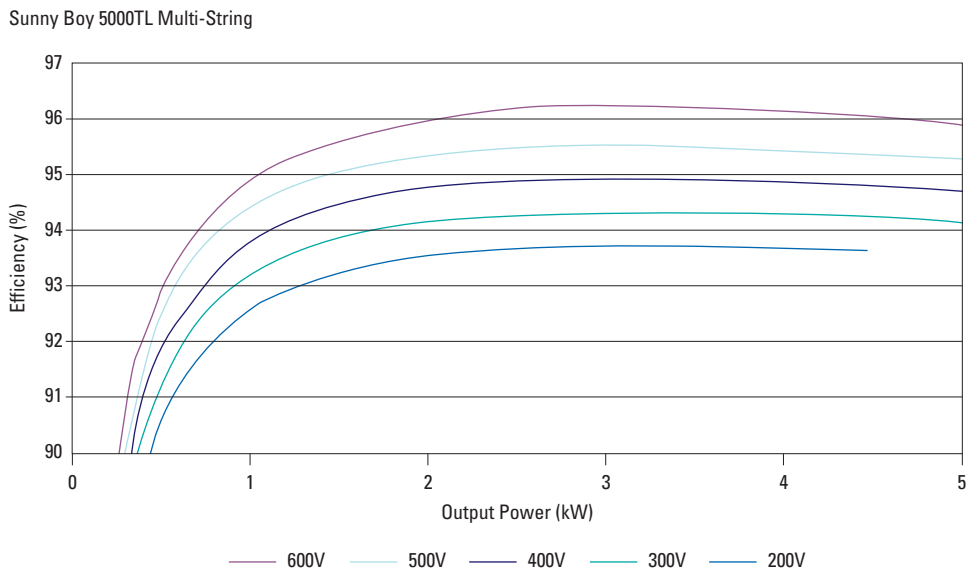
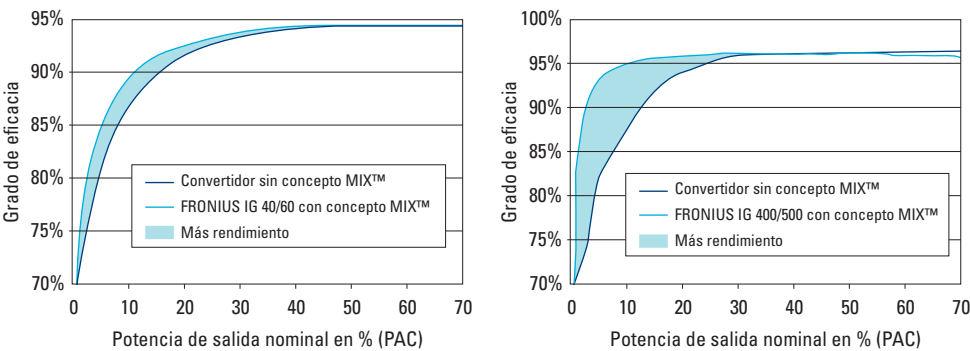


Gráfico 129 Dos modelos de un fabricante actual de inversores que implementa un concepto de operación secuencial de equipos de distinta potencia para allanar la curva de rendimientos (Fronius)



138 Año 2005: $\eta_{100\%} = 97\%$; $\eta_{10\%} = 92\%$.
Año 2010: $\eta_{100\%} > 98\%$; $\eta_{10\%} > 95\%$.

En cuanto a la vida útil de este elemento, en (EUREC Agency, 2002) ya se pronostican valores superiores a 20 años a partir del 2010.

Bajo esta perspectiva, parece suficientemente conservador adoptar para el presente análisis un modelo de inversor representativo de la tecnología en el 2050 (40 años después del horizonte tecnológico de EUREC) con un rendimiento del inversor ligeramente superior al actual y una curva de rendimiento bastante plana. En el Gráfico 130 mostramos la curva de carga parcial del inversor que adoptaremos como representativo de la tecnología. El rendimiento presentado es el total (producto del de conversión DC/AC y el de MPPT). El rendimiento máximo es de $\eta_{\max} = 96,1\%$, ligeramente superior al de los inversores actuales (incluye el rendimiento MPPT), y algo inferior que el

horizonte tecnológico presentado en (EUREC Agency, 2002). [Ver Gráfico 130].

De cara a la evaluación del techo de potencia y generación, las actuaciones del inversor se representarán mediante un valor medio constante del rendimiento, obtenida de la curva de rendimiento a carga parcial del inversor. Para las aplicaciones integradas en los edificios emplearemos el rendimiento medio europeo, dado por:

$$\eta_E = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%}$$

Mientras que para las aplicaciones con seguimiento azimutal tomaremos un rendimiento constante igual al correspondiente al 80% de carga:

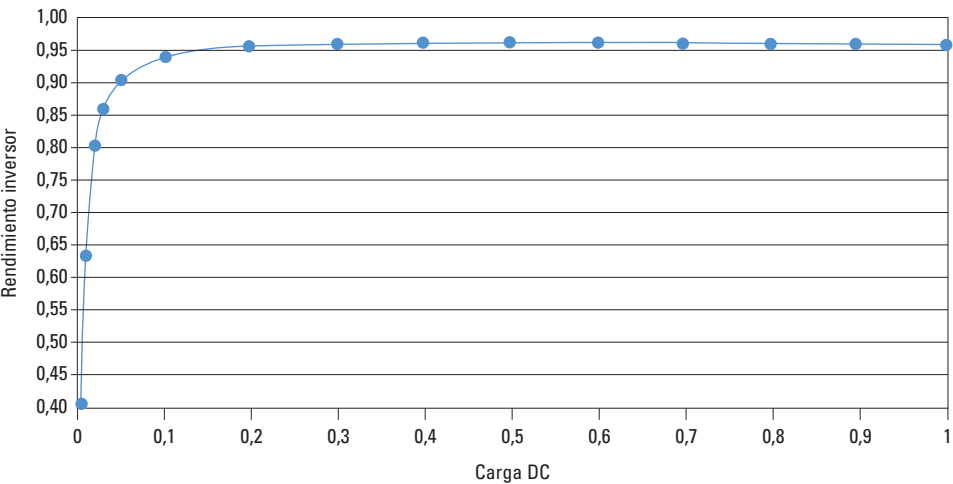
$$\eta_{\text{seguimiento}} = \eta_{80\%}$$

Por tanto, para el inversor adoptado tenemos:

$$\eta_E = 95,6\%$$

$$\eta_{\text{seguimiento}} = 96,0\%$$

Gráfico 130 Curva de rendimiento total (DC/AC y MPPT) del inversor adoptado como representativo de la tecnología para este estudio



En la siguiente fase del estudio, el análisis temporal de la generación y la demanda, emplearemos directamente la curva completa del inversor, acoplada a la del generador fotovoltaico, y evaluando sus actuaciones mediante una simulación horaria extendida a todo el año.

Adicionalmente, para la valoración de actuaciones del sistema fotovoltaico asumiremos unas pérdidas adicionales (cableado, diodos, mismatch, ensuciamiento, etc.) del 3% y una disponibilidad operativa de la instalación del 95%. Las pérdidas por sombreadamiento en la potencia instalada en edificios se incorporarán de forma aproximada para cada orientación con un coeficiente de reducción por sombreadamiento dependiente de la orientación.

En los 5 gráficos presentados a continuación mostramos las actuaciones (factor de capacidad anual) a nivel provincial evaluadas para los 5 tipos de generadores fotovoltaicos considerados, y que tienen las siguientes características de orientación:

- Integración en la edificación:
 - Instalación en cubierta:
 - Orientado al sur y con 30° de inclinación ($\gamma = 0^\circ$; $\beta = 30^\circ$).
- Integración en fachada vertical:
 - Orientado al sur ($\gamma = 0^\circ$; $\beta = 90^\circ$).
 - Orientado SE/SW ($\gamma = \pm 45^\circ$; $\beta = 90^\circ$).
 - Orientado E/W ($\gamma = \pm 90^\circ$; $\beta = 90^\circ$).
- Huerta solar con seguidores azimutales.

[Ver Gráficos 131, 132, 133 134 y 135].

Gráfico 131 Distribución provincial del factor de capacidad anual de los sistemas fotovoltaicos instalados en cubierta y orientados al sur ($\gamma = 0^\circ$; $\beta = 30^\circ$)



Gráfico 132 Distribución provincial del factor de capacidad anual de los sistemas fotovoltaicos integrados en fachada y orientados al sur ($\gamma = 0^\circ$; $\beta = 90^\circ$)



Gráfico 133 Distribución provincial del factor de capacidad anual de los sistemas fotovoltaicos integrados en fachada y orientados al SE/SW ($\gamma = \pm 45^\circ$; $\beta = 90^\circ$)



Gráfico 134 Distribución provincial del factor de capacidad anual de los sistemas fotovoltaicos integrados en fachada y orientados al E/W ($\gamma=\pm 90^\circ$; $\beta=0^\circ$)



Gráfico 135 Distribución provincial del factor de capacidad anual de los sistemas fotovoltaicos en seguidores azimutales



4.6. Geotérmica

El flujo geotérmico medio a nivel mundial es de 60 mW/m². En líneas de unión de placas tectónicas puede llegar a ser de 300 mW/m², y en regiones volcánicas todavía puede verse localmente muy incrementado por el transporte convectivo hasta la superficie de roca fundida a unos 1.000 °C.

Los mejores emplazamientos geotérmicos ya permiten desde hace tiempo una explotación energética económicamente rentable,

tanto para generar electricidad como para aplicaciones térmicas de baja temperatura.

Debemos resaltar que incluso en los mejores emplazamientos del mundo, en cuanto a lo que generación eléctrica se refiere, los emplazamientos asociados a acuíferos confinados de alta entalpía se están explotando a un ritmo considerablemente superior a su regeneración. Así, incluso con un flujo geotérmico muy elevado (200 mW/m²), que con un ciclo del 15% de rendimiento darían para instalar 0,03 MW/km² para ser explotados de forma sostenible, en la actualidad se están instalando 10 MW/km² (California) y 0,2-0,6 MW/km² (Italia).

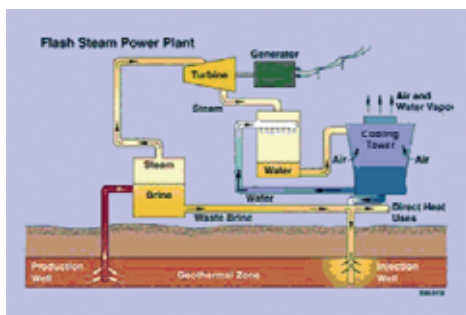
Existen diversas tecnologías para la generación eléctrica con energía geotérmica.

La más sencilla es la implementada en emplazamientos con disponibilidad de recurso geotérmico en forma de vapor seco, en las que el vapor se turбина directamente desde el pozo de extracción. Son los emplazamientos geotérmicos más explotados hasta la actualidad, pero sólo EEUU e Italia tienen acceso a un abundante recurso geotérmico en este estado. Para pequeñas potencias (< 5 MWe) estas aplicaciones se han implementado con turbinas de vapor de contrapresión, descargando el fluido geotérmico directamente a la atmósfera. Para mayores potencias se implementan turbinas de contrapresión. Hace relativamente poco se ha empezado a reinyectar el fluido geotérmico a su acuífero para regenerarlo y permitir mantener los niveles de explotación actuales.

Con los ciclos Flash se pueden explotar recursos geotérmicos saturados. Con el ciclo de

doble Flash se consigue aumentar un poco el rendimiento de estos esquemas sin incurrir en los sobre costes de un ciclo binario. Sin embargo, esta tecnología está limitada a recursos geotérmicos de temperatura relativamente elevada y en forma de un acuífero confinado, con lo que el potencial de aplicación de los mismos es limitado, y prácticamente nulo a nivel de España. [Ver Gráfico 136].

Gráfico 136 Ciclo Flash



El ciclo binario, mediante el uso de un fluido orgánico de baja temperatura crítica, permite explotar recursos geotérmicos de menor temperatura. En este caso, el recurso geotérmico se emplea para evaporar en una serie de intercambiadores de calor a un fluido de trabajo orgánico que evoluciona en un ciclo de Rankine. Estos ciclos permiten por un lado generar electricidad con recursos geotérmicos en forma de acuíferos confinados a menor temperatura, pero por otro lado, abren la puerta a la explotación geotérmica en emplazamientos sin disponibilidad de acuíferos confinados mediante el aprovechamiento directo de las rocas calientes (HDR), lo cual permite ampliar mucho el abanico de emplazamientos geotérmicos potenciales. Existen mejoras del ciclo binario que permiten proporcionar un

mayor rendimiento, como son el ciclo combinado y el mixto, pero por apoyarse ambos en un ciclo Flash, su uso queda limitado a emplazamientos con disponibilidad de acuífero confinado con suficiente nivel térmico. [Ver Gráficos 137 y 138].

Gráfico 137 Ciclo binario

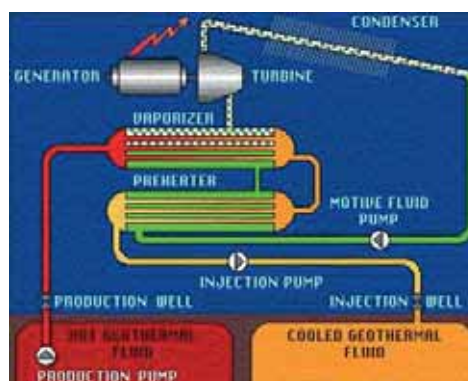
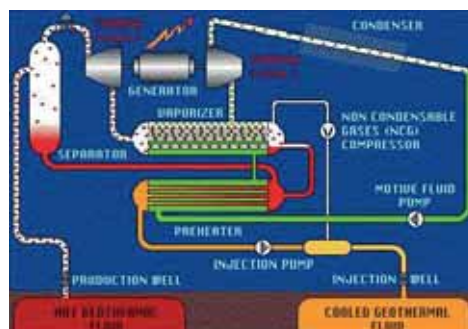


Gráfico 138 Ciclo combinado



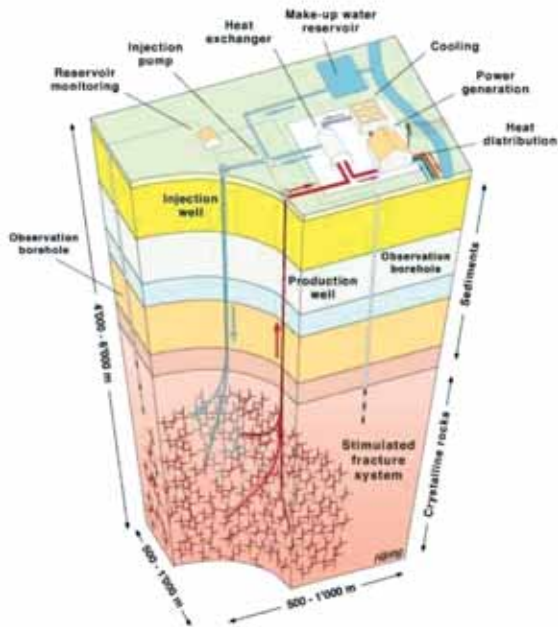
En España la prospección de recursos geotérmicos con fines energéticos lleva mucho tiempo parada. Pero en principio no se espera encontrar recursos geotérmicos significativos en forma de acuíferos confinados con suficiente nivel térmico como para permitir la explotación eléctrica mediante los esquemas de las centrales geotérmicas

142

actualmente implementados. Sin embargo, ya desde la década de 1970 se está desarrollando la tecnología de rocas secas calientes (HDR), que tiene el gran potencial de independizar la explotación geotérmica de la presencia de un acuífero confinado con suficiente nivel térmico, abriendo la posibilidad de la aplicación de la tecnología en regiones muy amplias del planeta, entre la que se encuentra España.

En HDR, se inyecta un fluido a presión para, mediante estimulación hidráulica del subsuelo promover la fisuración de la roca de tal forma que se produzca un intercambiador de calor enterrado en el cual el fluido inyectado

Gráfico 139 La tecnología de roca seca caliente (HDR) permite independizar la explotación geotérmica de la presencia de acuíferos confinados con suficiente nivel térmico



recibe la energía térmica de las rocas para posteriormente transportarla a la superficie. La aplicación requiere por lo general profundizar algo más en la perforación (5-6 km en lugar de los 2-3 km de una aplicación convencional), y la tecnología de estimulación hidráulica del intercambiador sumergido todavía no está totalmente resuelta, pero ya en 2004 ha entrado en operación la primera planta de este estilo en Francia. Profundizando hasta suficiente profundidad siempre se podría encontrar el nivel térmico deseado, pero las restricciones económicas limitan las profundidades a unos 6 km, que ya son suficientes para encontrar temperaturas de 140-200 °C que permitan una explotación geotérmica adecuada para generar electricidad mediante un ciclo binario. En algunos emplazamientos (especialmente formaciones graníticas) se pueden encontrar mayores temperaturas de la roca debido a la actividad radioactiva de elementos como el uranio, torio o potasio. Así, en España, en la región granítica del NW peninsular, se encuentran emplazamientos con niveles de generación interna del orden de 4,7 $\mu\text{W}/\text{m}^3$. [Ver Gráfico 139].

Para este proyecto, hemos procedido a recopilar la información disponible en nuestro país sobre el recurso geotérmico, y después de una evaluación preliminar hemos decidido incluir la tecnología entre las incluidas para el escenario a 2050 por considerar que tanto por su elevado factor de capacidad como por sus costes limitados, puede proporcionar una contribución suficientemente importante como para que se potencie más su desarrollo en nuestro país (actualmente inexistente a todos los niveles).

En las aplicaciones geotérmicas con ciclo binario, tanto el fluido de trabajo como los

parámetros del ciclo de potencia deben elegirse en cada caso (según el recurso disponible) para optimizar la central. Respecto a los fluidos de trabajo, dejando de lado los CFCs y los HFCs por motivos ambientales, hay diversas opciones disponibles (iso-butano, n-pentano, etc.) Respecto a los ciclos, se pueden implementar ciclos saturados, sobrecalentados, o supercríticos, teniendo que en cualquier caso optimizar sus parámetros de operación. Los rendimientos del ciclo van de 6,5% al 19% al evolucionar la temperatura máxima del ciclo entre 80 °C y 190 °C.

De cara a este proyecto, y dado el nivel de incertidumbre sobre el recurso disponible, no tiene sentido proceder a optimizar el ciclo de potencia. Por tanto, vamos a asumir un ciclo de n-pentano (que parece el más apropiado para el nivel térmico del recurso que cabe esperar) operando con un recurso geotérmico de 180 °C (nivel térmico de las rocas) con un rendimiento del 11%.

5. Techos de potencia y generación de las distintas renovables

En el punto 2.5 hemos repasado diversos escenarios de desarrollo de las distintas tecnologías renovables en nuestro país. Sin embargo, la gran mayoría de estos escenarios no corresponden al potencial técnicamente desarrollable sino más bien a objetivos políticos. Estos valores sirven de referencia al desarrollo de este estudio para comparar el nivel de introducción de las distintas tecnologías propuesto con el requerido para alcanzar un elevado porcentaje de penetración de las renovables en el sistema de generación. Sin embargo, de cara a disponer de las condiciones de contorno adecuadas para el desarrollo de este estudio, además de por el valor que por sí mismo tiene como referencia, es conveniente disponer de una estimación, homogénea entre las distintas tecnologías y consistente, de los techos de potencia a instalar con cada una de las tecnologías, así como de la máxima generación potencial asociada. Estos techos de potencia y generación deberían representar el potencial técnicamente desarrollable en la tecnología considerada a la vista de los recursos disponibles e imponiendo las limitaciones técnicas pertinentes al desarrollo del recurso.

En general, no hemos encontrado referencia al dicho potencial técnico de desarrollo de las distintas tecnologías, por lo que en el marco de este proyecto hemos procedido a desarrollar una primera evaluación del mismo. Para ello hemos desarrollado diseños de las distintas tecnologías, evaluando sus actuaciones en las distintas regiones geográficas, e impo-

niendo restricciones tecnológicas y de disponibilidad de terreno, mediante una herramienta SIG, hemos procedido a evaluar dichos techos de potencia. La estimación de la generación potencial se ha obtenido a partir de los techos de potencia y empleando los factores de capacidad evaluados para los distintos emplazamientos considerados.

5.1. Disponibilidad de terreno según usos

Para evaluar la disponibilidad de terreno para las distintas tecnologías renovables, hemos usado la base de datos Corine Land Cover 2000, CNIG, Ministerio de Fomento, disponible en el sistema SIG empleado. La clasificación de usos de suelo incluidos en esta base de datos es la que presentamos a continuación. Debemos resaltar que en el transcurso del proyecto hemos podido constatar que esta clasificación de usos de suelo, desarrollada a nivel europeo, no está completamente adaptada a las condiciones específicas de España ni a los fines perseguidos en este proyecto. Así, las clasificaciones conceptuales del uso del suelo desde el punto de vista de las posibilidades de su empleo con fines energéticos asociado a una cierta tecnología en nuestro país, no siempre coinciden con las categorías establecidas en la Corine Land Cover 2000, motivo por el cual hemos tenido que asignar ciertos porcentajes de uso a otras categorías Corine de uso del suelo que en principio no pensábamos considerar con el fin de incluir esos usos conceptuales del suelo que estábamos dispuestos a admitir.

Nomenclatura Corine Land Cover 2000:

- 1.1. Zonas urbanas.
 - 1.1.1. Tejido urbano continuo.
 - 1.1.2. Tejido urbano discontinuo.
 - 1.1.2.1. Estructura urbana laxa.
 - 1.1.2.2. Urbanizaciones exentas y/o ajardinadas.
- 1.2. Zonas industriales, comerciales y de transportes.
 - 1.2.1 Zonas industriales o comerciales.
 - 1.2.2. Redes viarias, ferroviarias y terrenos asociados.
 - 1.2.2.1. Autopistas, autovías y terrenos asociados.
 - 1.2.2.2. Complejos ferroviarios.
 - 1.2.3. Zonas portuarias.
 - 1.2.4. Aeropuertos.
- 1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción.
 - 1.3.1. Zonas de extracción minera.
 - 1.3.2. Escombreras y vertederos.
 - 1.3.3. Zonas en construcción.
- 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas.
 - 1.4.1. Zonas verdes urbanas.
 - 1.4.2. Instalaciones deportivas y recreativas.
- 2.1. Tierras de labor.
 - 2.1.1. Tierras de labor en seco.
 - 2.1.2. Terrenos regados permanentemente.
 - 2.1.2.1. Cultivos herbáceos en regadío.
 - 2.1.2.2. Otras zonas de irrigación.
 - 2.1.3. Arrozales.
- 2.2. Cultivos permanentes.
 - 2.2.1. Viñedos.
 - 2.2.2. Frutales.
 - 2.2.2.1. Frutales en seco.
 - 2.2.2.2. Frutales en regadío.
 - 2.2.2.2.1. Cítricos.
 - 2.2.2.2.2. Frutales tropicales.
 - 2.2.2.2.3. Otros frutales en regadío.
 - 2.2.3. Olivares.
- 2.3. Praderas.
 - 2.3.1. Praderas.
- 2.4. Zonas agrícolas heterogéneas.
 - 2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.
 - 2.4.2. Mosaico de cultivos.
 - 2.4.2.1. Mosaico de cultivos anuales con praderas y/o pastizales.
 - 2.4.2.2. Mosaico de cultivos permanentes.
 - 2.4.2.3. Mosaico de cultivos anuales con cultivos permanentes.
 - 2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural.
 - 2.4.4. Sistemas agroforestales.
- 3.1. Bosques.
 - 3.1.1. Bosques de frondosas.
 - 3.1.1.1. Perennifolias y quejigales.
 - 3.1.1.1.1. Perennifolias esclerófilas y quejigales.
 - 3.1.1.1.2. Laurisilva macaronésica.
 - 3.1.1.2. Caducifolias y rebollares.
 - 3.1.1.3. Otras frondosas de plantación.
 - 3.1.2. Bosques de coníferas.
 - 3.1.2.1. Pináceas.
 - 3.1.2.2. Sabinares y enebrales.
 - 3.1.3. Bosque mixto.
- 3.2. Espacios de vegetación arbustiva y/o herbácea.
 - 3.2.1. Pastizales naturales.
 - 3.2.1.1. Pastizales supraforestales.
 - 3.2.1.2. Otros pastizales.
 - 3.2.2. Landas y matorrales.
 - 3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos.
 - 3.2.2.2. Fayal-brezal macaronésico.
 - 3.2.3. Vegetación esclerófila.
 - 3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso.
 - 3.2.3.2. Matorrales subarborescentes o arbustivos muy poco densos.
 - 3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.
 - 3.2.4. Matorral boscoso de transición.
- 3.3. Espacios abiertos con poca o sin vegetación.

- 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
- 3.3.2. Roquedo.
- 3.3.3. Espacios con vegetación escasa.
 - 3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica.
 - 3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
 - 3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa.
- 3.3.4. Zonas quemadas.
- 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
- 4.1. Zonas húmedas continentales.
 - 4.1.1. Humedales y zonas pantanosas.
 - 4.1.2. Turberas.
- 4.2. Zonas húmedas litorales.
 - 4.2.1. Marismas.
 - 4.2.2. Salinas.
 - 4.2.3. Zonas llanas intermareales.
- 5.1. Aguas continentales.
 - 5.1.1. Cursos de agua.
 - 5.1.1.1. Ríos y cauces naturales.
 - 5.1.1.2. Canales artificiales.
 - 5.1.2. Láminas de agua.
 - 5.1.2.1. Lagos y lagunas.
 - 5.1.2.2. Embalses.
- 5.2. Aguas marinas.
 - 5.2.1. Lagunas costeras.
 - 5.2.2. Estuarios.
 - 5.2.3. Mares y océanos.

5.2. Restricciones ambientales

Para garantizar la compatibilidad medio ambiental de los techos de potencia y energía evaluados en este proyecto, se han excluido todas las áreas con algún grado de protección ambiental. En concreto, las áreas excluidas por motivos medio ambientales han sido las siguientes:

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC). La versión

considerada es la última (enero 2005), que es la definitiva que se ha remitido a la UE.

- Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.

En los Gráficos 140 y 141 mostramos la distribución espacial de los LIC y ZEPA incluidos en la última versión de la Red Natura 2000. En el Gráfico 142 mostramos la distribución espacial de la red de espacios naturales protegidos facilitada por el Ministerio de Medio ambiente. En el Gráfico 143 mostramos la distribución espacial del conjunto de espacios excluidos por motivos ambientales para la determinación de los techos de potencia y generación con renovables. Y finalmente, en el Gráfico 144 presentamos el porcentaje del territorio de las distintas CC.AA. que se ha excluido de la determinación de los techos de potencia y generación por motivos ambientales. Como puede observarse la restricción en el uso del territorio por motivos ambientales impuesta en este proyecto es muy fuerte, representando el 28% del territorio peninsular, y llegando en algunas CC.AA. a suponer del orden del 40% del territorio. *[Ver Gráficos 140, 141, 142, 143 y 144].*

5.3. Distribución espacial de la potencia máxima y techos de generación

5.3.1. Eólica

En el caso de la tecnología eólica, los techos de potencia instalable dependerán de la disponibilidad de superficie para instalar parques eólicos y de la densidad de potencia instalada por la que se opte.

Respecto a la disponibilidad de superficie para instalar parques eólicos, su valoración

Gráfico 140 Red Natura 2000. Lugares de interés comunitarios (LIC). Versión enero 2005 (definitiva remitida a la UE)



Gráfico 141 Red Natura 2000. Zonas de especial protección para las aves (ZEPA). Versión enero 2005 (definitiva remitida a la UE)



148 **Gráfico 142** Espacios naturales protegidos (ENP). Fuente: Ministerio de Medioambiente



Gráfico 143 Total de espacios excluidos para los techos de potencia y generación por motivos medioambientales (LIC+ZEPA+ENP). Fuente: Ministerio de Medioambiente

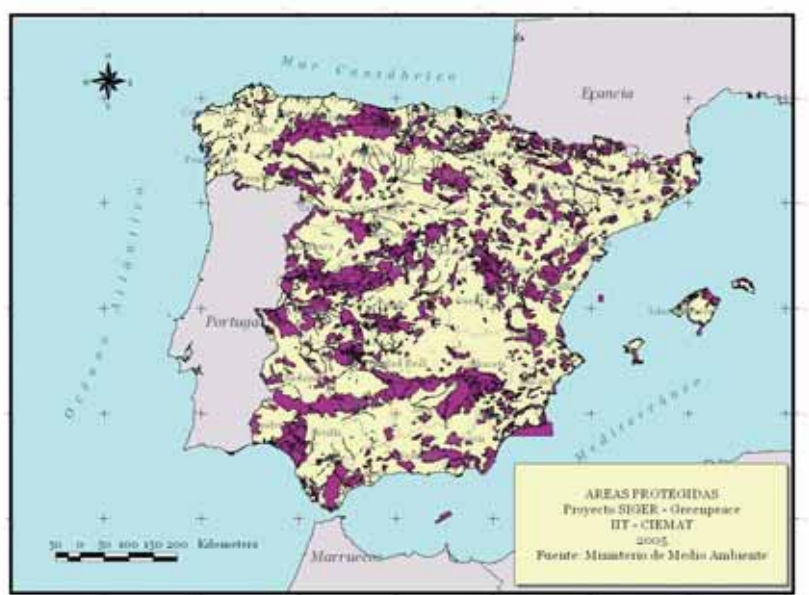
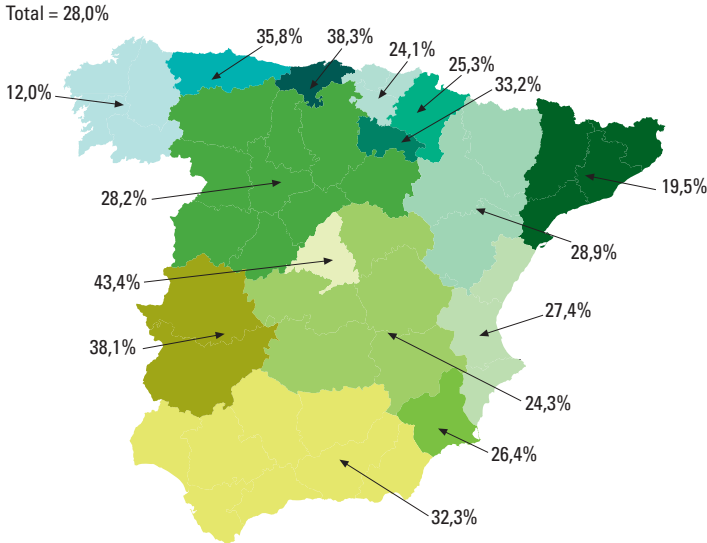


Gráfico 144 Porcentaje de la superficie de las CC.AA. que ha sido excluido para los techos de potencia y generación por motivos medioambientales



se realizará mediante un análisis SIG a nivel provincial imponiendo diversas restricciones sobre los usos del suelo susceptibles de albergar una instalación eólica.

Respecto a la densidad de potencia instalable su elección no es arbitraria, y en este punto vamos a exponer los argumentos empleados para seleccionar dicha potencia y para evaluar sus actuaciones.

En principio vamos a diferenciar tres tipos de aplicaciones eólicas: eólica marina (off-shore), eólica terrestre en terrenos llanos, y eólica terrestre en terrenos accidentados. Estos tres tipos de aplicaciones eólicas llevarán aparejados distintos tipos de máquinas eólicas y de características del recurso eólico en los emplazamientos correspondientes. La elección de las máquinas eólicas adoptadas para este análisis se expuso y

justificó en el apartado correspondiente a la tecnología eólica. Respecto a las características del recurso eólico disponible en cada emplazamiento, hemos seleccionado valores característicos de rugosidad del terreno, parámetro de forma y parámetro de escala de la distribución de Weibull.

Para la elección de la densidad de potencia a instalar en cada emplazamiento, vamos a introducir dos criterios de decisión. Por un lado está el coste de la electricidad generada, que valoraremos asumiendo distribuciones de costes de inversión y O&M característicos de cada uno de estos emplazamientos en la actualidad con los parámetros económicos $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años. El otro parámetro manejado es la densidad de potencia útil asociada a una cierta densidad de potencia instalada, y que viene dada por el producto de dicha densidad de potencia

instalada y el rendimiento de array que tiene en cuenta las pérdidas por las estelas de unos aerogeneradores sobre otros. En efecto, al ir a elevadas cantidades de potencia eólica instalada, no podemos asumir que cada aerogenerador se comportará como si estuviera aislado, y se deben tener en cuenta las pérdidas asociadas a las interferencias entre ellos. Dichas pérdidas son muy dependientes de la configuración particular de cada parque eólico, y para su valoración precisa se requiere realizar un análisis de mecánica de fluidos computacional para el emplazamiento y parque considerado. En el marco de este estudio no podemos bajar al nivel de detalle local, por lo que abordaremos el problema con una formulación más general que describa correctamente los principales efectos de dichas interferencias para las características de los tres emplazamientos tipo considerados. Por tanto, para valorar el rendimiento de array (η_{array}) emplearemos una formulación basada en un análisis integral de la capa límite terrestre y su interacción con los aerogeneradores instalados, en línea con el análisis desarrollado en (Milborrow D.J., 1980).

A continuación pasamos a discutir algunos resultados de este tipo de análisis para tener una percepción más clara de las implicaciones del η_{array} cuando se van buscando elevadas penetraciones de la energía eólica. Para ello, supondremos un array isótropo e infinito formado por aerogeneradores del tamaño intermedio entre los elegidos para los distintos tipos de emplazamientos ($P = 2,05$ MW; $D = 71$ m), que constituye el límite apropiado para valorar una elevada penetración. Posteriormente presentaremos correcciones de los valores de η_{array} para menores penetraciones eólicas.

En el Gráfico 145 mostramos la dependencia de η_{array} con el espaciamiento entre turbinas en términos de diámetros de rotor (e/D) o en términos de potencia instalada por unidad de superficie (P_0/A_s), y para distintas alturas de la torre, para el caso de emplear una máquina eólica de 2,05 MW y 71 m de diámetro en el mar. Como podemos ver, la dependencia de la altura de la torre es relativamente pequeña. Pero el rendimiento de array cae rápidamente al reducir el espaciamiento entre máquinas o aumentar la densidad de potencia instalada. Por tanto, al estar planteando elevadas penetraciones eólicas es imprescindible incorporar los efectos de η_{array} tanto en la evaluación de la producción energética, como en la decisión sobre cuales deben ser las densidades de potencia a implementar. Para espaciamientos relativos iguales o superiores a $e/D = 16$ o densidades de potencia instalada iguales o inferiores que $P_0/A_s = 1,6$ MW/km², el η_{array} sube por encima del 96% acercándose por tanto a las actuaciones de la máquina eólica aislada. Sin embargo, con mayores densidades de potencia instalada el η_{array} cae rápidamente y se hace necesario incorporar su efecto. [Ver Gráfico 145].

Para poder tomar la decisión sobre cual es la densidad de potencia instalada más adecuada, es necesario por un lado establecer un criterio de optimización y por otro lado disponer de la información del η_{array} como función del espaciamiento o la potencia instalada. En los Gráficos 146 y 147 mostramos esta información para el caso de la máquina de $P = 2,05$ MW instalada con una altura de buje de $h = 70$ m en terrenos de distinta rugosidad superficial. [Ver Gráficos 146 y 147].

Los dos criterios que vamos a manejar para determinar las densidades de potencia a

Gráfico 145 Rendimiento del array para un array infinito e isotrópico formado por máquinas de 2,05 MW y 71 metros de diámetro colocadas en el mar, como función del espaciamiento entre máquinas, de la potencia por unidad de superficie instalada y de la altura del rotor

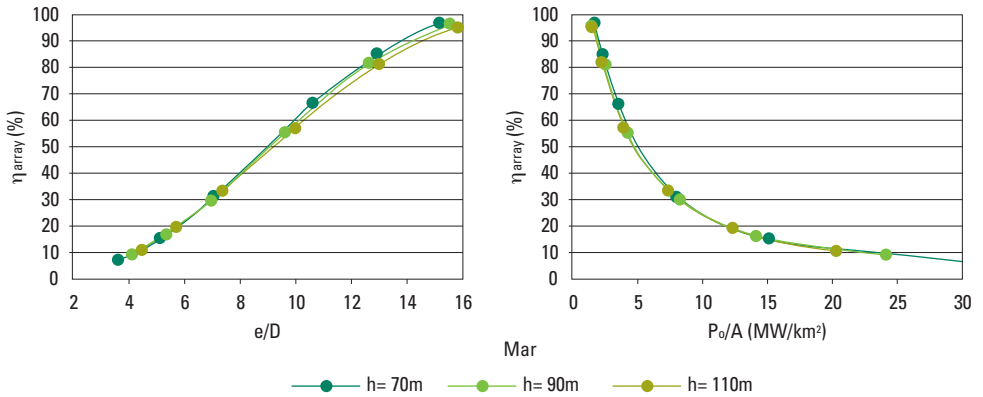
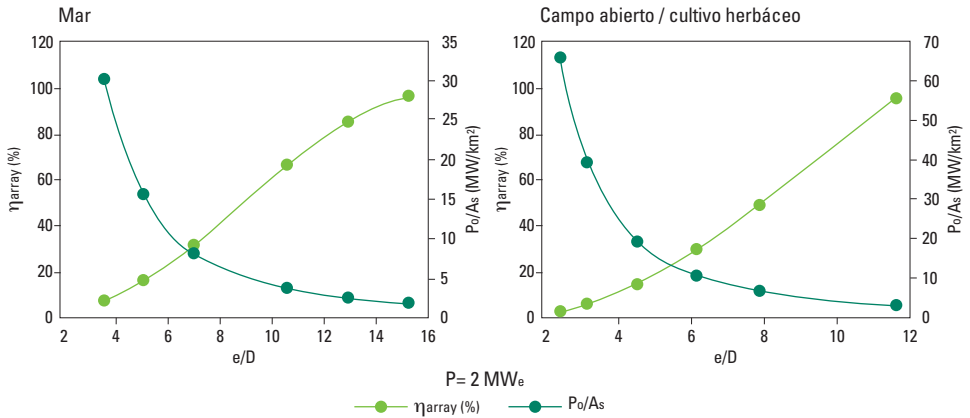


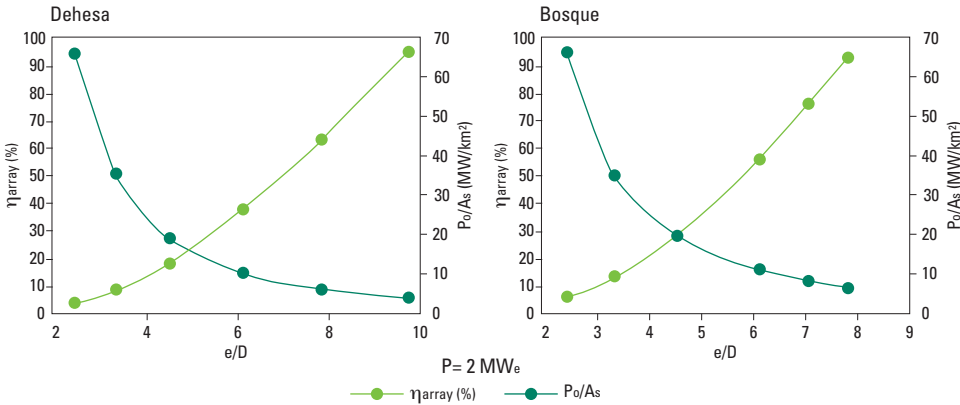
Gráfico 146 Rendimiento de array como función del espaciamiento relativo y la densidad de potencia instalada para arrays infinitos e isotrópicos formados con la máquina de 2,05 MW y 71 m de diámetro en emplazamientos marinos o de campo abierto/cultivos herbáceos



instalar son por un lado el asociado a buscar una máxima potencia efectiva, y por otro lado el de costes. El primer criterio establece el límite superior de la densidad de potencia que tiene sentido instalar, y surge por el hecho de que al aumentar la densidad de potencia instalada va reduciéndose el

η_{array} , por lo que la densidad de potencia efectiva, producto de la instalada y η_{array} debe presentar un máximo. Por otro lado, el coste de la electricidad producida introducirá otro límite superior a la densidad de potencia a instalar: en efecto, al ir aumentando la densidad de potencia instalada se

Gráfico 147 Rendimiento de array como función del espaciamiento relativo y la densidad de potencia instalada para arrays infinitos e isotrópicos formados con la máquina de 2,05 MW y 71 m de diámetro en emplazamientos de dehesa y de bosque

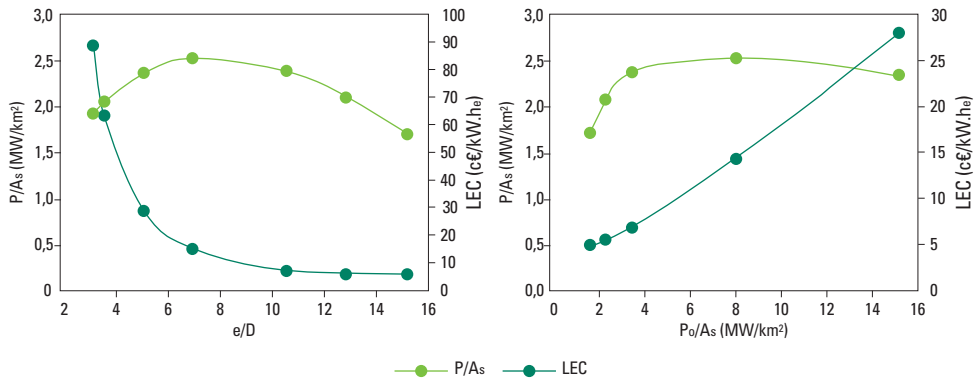


reduce la capacidad de generar electricidad por la misma debido a la reducción del η_{array} , pudiendo llegar a un punto donde la tecnología eólica deje de ser competitiva frente a otras opciones, por lo que no tendría sentido seguir aumentando la densidad de potencia a instalar (siempre y cuando existan esas otras opciones de menor coste). En el Gráfico 148 mostramos los resultados para la máquina de 2,05 MW y 71 m de diámetro en un emplazamiento marino. La evaluación de costes se ha realizado asumiendo un emplazamiento con $c = 9$ m/s y $k = 2$, una estructura de costes asociada a unas condiciones del orden de las que cabe esperar al final del periodo de análisis, y unos parámetros económicos de $i = 8\%$; $f = 2,6\%$ y $N=20$ años. Como podemos ver, la máxima potencia efectiva de $P/A_s = 2,51$ MW/km² se alcanza para $e/D = 7$ y $P_o/A_s = 8,2$ MW/km², en cuyo caso, las máquinas están operando con un $\eta_{array} = 30,8\%$ y proporcionan electricidad con un coste de $LEC = 14,1$ c€/kW.he, significativamente superior a los costes actuales de generación en tierra para estruc-

turas de costes similares. Este constituye el máximo de la densidad de potencia que tiene sentido instalar (es conveniente resaltar que coincide con la densidad de potencia instalada propuesta en el estudio SWE, (Garrad Hassan, 2004). Sin embargo, en términos de la potencia instalada, el máximo en la potencia efectiva es muy llano, de tal forma que para $P_o/A_s = 3,6$ MW/km² se obtiene una potencia efectiva instalada de $P/A_s = 2,36$ MW/km² ($\eta_{array} = 66,0\%$), produciendo electricidad a $LEC = 6,8$ c€/kW.he, valor significativamente inferior al obtenido para el máximo de la densidad de potencia efectiva. En estas condiciones, parece difícil de justificar densidades de potencia instalada superiores a esos $P_o/A_s = 3,6$ MW/km² por el elevado coste incremental de la electricidad adicional generada (127 c€/kW.he). [Ver Gráfico 148].

En los Gráficos 149, 150 y 151 mostramos los resultados de la evaluación del η_{array} en función de la densidad de potencia instalada, la potencia efectiva como función de

Gráfico 148 Densidad de potencia efectiva y coste de la electricidad como función del espaciado entre máquinas y de la densidad de potencia instalada para el caso de una array isótropo e infinito formado por máquinas de 2,05 MW de potencia y 71 m de diámetro y emplazadas en el mar con $c=9$ m/s y $k=2$



espaciamento y densidad de potencia instalada, y el LEC como función de los mismos parámetros, para el caso de arrays infinitos e isótropos con máquinas de 2,05 MW y 71 m de diámetro en distintos emplazamientos con una torre de $h = 70$ m, asumiendo para todos los casos la misma distribución de costes y del recurso eólico ($c = 9$ m/s; $k = 2$). Los menores η_{array} en emplazamientos marinos son una consecuencia del mayor relleno de la capa límite terrestre en estos emplazamientos de baja rugosidad superficial, de tal forma que el efecto del desplazamiento de dicha capa límite por la extracción de cantidad de movimiento por parte de los aerogeneradores, es relativamente más importante. Sin embargo, las menores densidades de potencia y mayores LEC de los emplazamientos marinos (con idéntica estructura de costes) está asociada a haber supuesto el mismo potencial eólico en todos los emplazamientos considerados ($c = 9$ m/s; $k = 2$), mientras que en principio, y precisamente por el mayor relleno en cantidad de movimiento de la capa límite terrestre en empla-

zamientos de baja rugosidad superficial como el mar, son de esperar mayores velocidades del viento a la misma altura de la torre en un emplazamiento marino que en uno terrestre. Estos resultados son sólo para ilustrar los efectos de la rugosidad superficial, pero posteriormente presentaremos resultados específicos para cada uno de los emplazamientos tipo que vamos a considerar en el proyecto.

Las densidades de potencia instalada que proporcionan los máximos de potencia efectiva oscilan entre los $P_o/A_s = 8,2$ MW/km² para el emplazamiento marino y los $P_o/A_s = 6,6$ MW/km², sin embargo, a la vista de las estructuras de costes parecen difíciles de justificar valores superiores a los $P_o/A_s = 3,6-5$ MW/km² según la rugosidad del emplazamiento. [Ver Gráficos 149, 150 y 151].

Para el caso de tener menores densidades de potencia instalada, bien sea por una menor penetración de la tecnología o por exigencias de la orografía, el rendimiento del array es

154

Gráfico 149 Rendimiento de array para un array infinito e isótropo formado con máquinas de 2,05 MW y 71 m de diámetro, colocado a 70 m de altura, en distintos emplazamientos y como función de la densidad de potencia instalada. Para todos los emplazamientos se ha supuesto la misma estructura de costes y recurso eólico

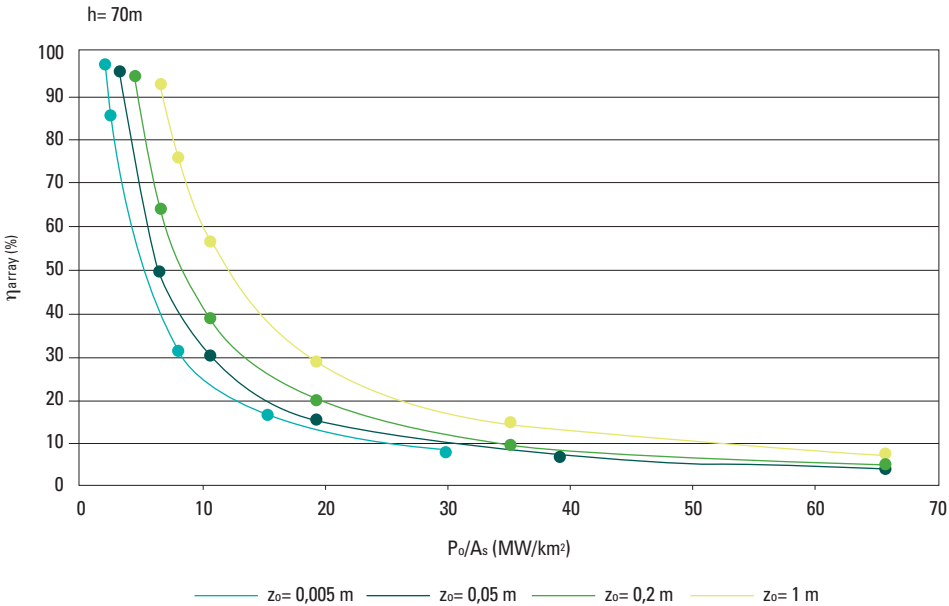


Gráfico 150 Densidad de potencia efectiva para un array infinito e isótropo formado con máquinas de 2,05 MW y 71 m de diámetro, colocado a 70 m de altura, en distintos emplazamientos y como función de la densidad de potencia instalada y del espaciamento entre máquinas. Para todos los emplazamientos se ha supuesto la misma estructura de costes y recurso eólico

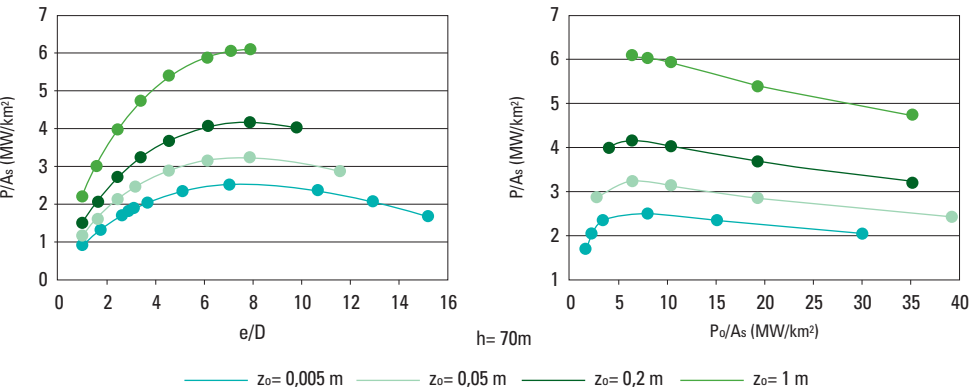
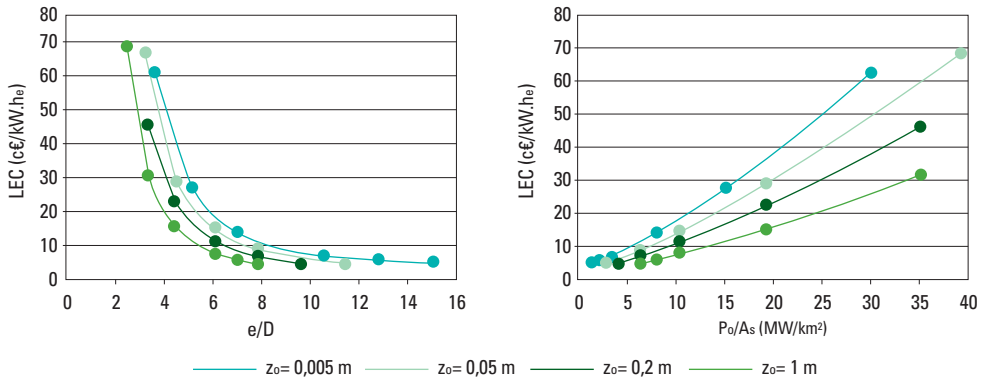


Gráfico 151 Coste de la electricidad generada para un array infinito e isótropo formado con máquinas de 2,05 MW y 71 m de diámetro, colocado a 70 m de altura, en distintos emplazamientos y como función de la densidad de potencia instalada y del espaciamiento entre máquinas. Para todos los emplazamientos se ha supuesto la misma estructura de costes y recurso eólico



superior a los valores anteriormente presentados para un array isótropo e infinito. Para corregir el η_{array} en estos casos, hemos elaborado los resultados experimentales presentados en la (Milborrow D.J., 1980). En el Gráfico 152 mostramos la variación del rendimiento de los aerogeneradores colocados en un array en función de la fila en la que se encuentran, así como la variación del rendimiento del array completo en función del número de filas que lo constituyen. [Ver Gráfico 152].

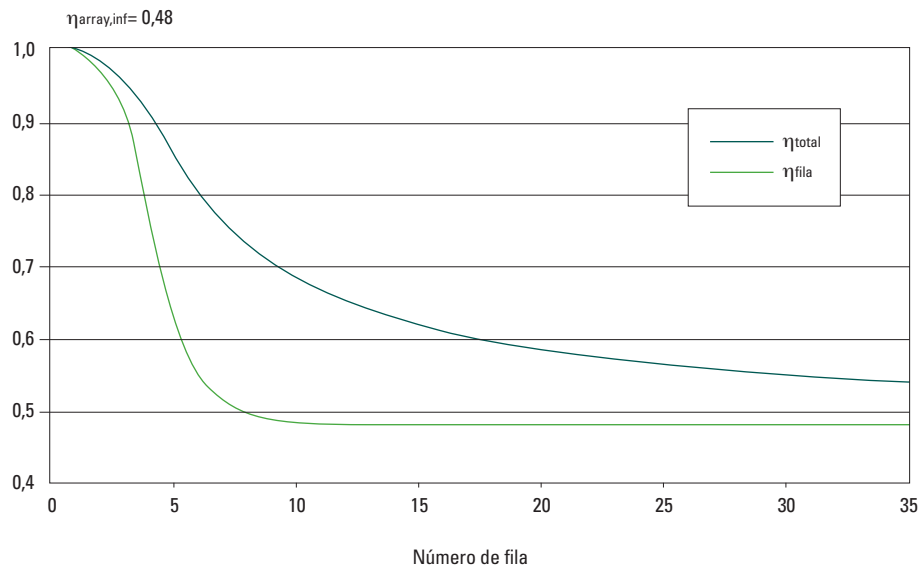
5.3.1.1. Eólica marina

En el caso de la eólica marina, el estudio de SWE (Garrad Hassan, 2004), tiene como objetivo el proporcionar un escenario de crecimiento hasta el año 2020, pero proporciona el porcentaje de la superficie potencial ocupada por el escenario de crecimiento previsto, por lo que se pueden deducir los potenciales de superficie disponible. Este estudio está basado en un análisis SIG en el que se han introducido restricciones de distancia a la costa, profundidad, condiciones climáticas extremas, y otros usos marinos.

Las restricciones principales impuestas sobre la eólica marina en las distintas etapas de desarrollo propuestas en SWE y los techos tecnológicos asociados en la España peninsular, para una densidad de potencia eólica adoptada en SWE de 8 MW/km², son las siguientes:

- Periodo hasta el 2010:
 - Distancia a la costa: 5-30 km.
 - Profundidad = 30 m.
 - No emplazamientos con condiciones climáticas extremas.
 - Superficie técnicamente disponible: 7.042 km².
 - Techo de potencia: 56,336 GW.
- Periodo hasta el 2015:
 - Distancia a la costa: 5-40 km.
 - Profundidad = 50 m.
 - No emplazamientos con condiciones climáticas extremas.
 - Superficie técnicamente disponible: 12.636 km².
 - Techo de potencia: 101,088 GW.
- Periodo hasta el 2020:

Gráfico 152 Rendimiento de un aerogenerador de un array finito en función de la fila en la que se encuentra, y rendimiento total del array en función del número de filas que lo constituyen, para el caso de una array de aerogeneradores dispuestos de forma alterna y con eficiencia para el caso de array infinito del 48%



- Profundidad = 100 m.
- Superficie técnicamente disponible: 33.340 km².
- Techo de potencia: 266,72 GW.

Anteriormente, ya mostramos el mapa de (Garrad Hassan, 2004) donde se observa la distribución geográfica del potencial eólico marino. La (Garrad Hassan, 2004), en su escenario de crecimiento hasta el 2020 propone emplear un 9,57% del potencial técnico disponible en ese año. El techo superior de la potencia eólica marina a instalar según esta referencia con las restricciones impuestas en el 2020 es de 266,72 GW a nivel nacional.

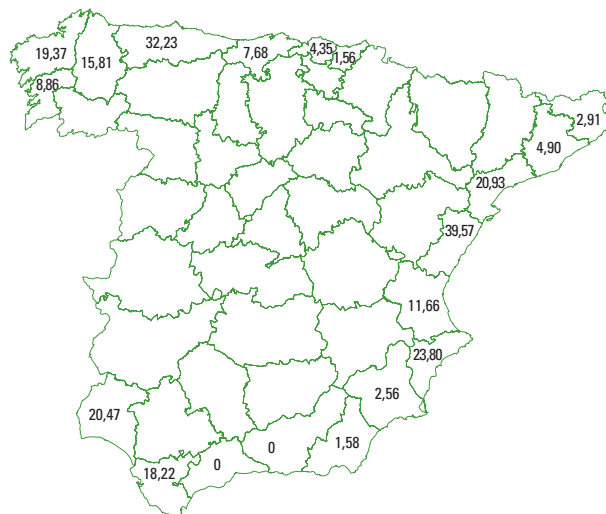
Puesto que en la (Garrad Hassan, 2004) no se proporciona el reparto de esta potencia potencial entre las distintas Provincias o

Comunidades Autónomas de nuestra geografía, hemos procedido a evaluar dicho reparto mediante un sistema SIG empleando los archivos elaborados en el estudio SWE. En el Gráfico 153 mostramos el reparto provincial del techo de potencia eólica marina según (Garrad Hassan, 2004) para el 2020. Como vemos, el techo peninsular de potencia off-shore peninsular según esta referencia es de 236,42 GW. [Ver Gráfico 153].

Para encuadrar mejor las implicaciones de esta potencia off-shore potencial, elaborando estos resultados empleando los factores de capacidad de la (Garrad Hassan, 2004), la producción eléctrica asociada sería de 698,18 TW.h/año, es decir, un 249,4% de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el año 2050. Con este gran exceso de capacidad de

Gráfico 153 Reparto provincial del techo de potencia eólica marina (GW) obtenido elaborando los datos de (Garrad Hassan, 2004) con un SIG

Total peninsular = 236,42 GW. Potencial potencia off-shore en 2020 según SWE



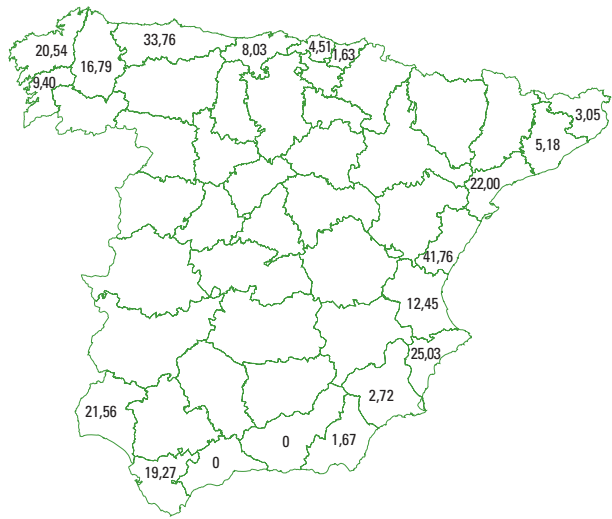
generación, hay margen más que suficiente para regular la producción eólica siguiendo la demanda energética, si bien a costa de aumentar el coste de la energía producida. De instalarse esta potencia off-shore y operarla con su máximo factor de capacidad, todas las provincias implicadas excepto Barcelona y Guipúzcoa pasarían a ser excedentarias respecto a su demanda eléctrica en el año 2050, llegando alguna provincia como Castellón a producir el 3.531% de su consumo eléctrico. En el Gráfico 154 mostramos el porcentaje de la demanda eléctrica peninsular para el 2050 de operarse toda esta potencia eólica con su máximo factor de capacidad según los resultados de (Garrad Hassan, 2004). [Ver Gráfico 154].

Sin embargo, debemos resaltar que la evaluación de la generación eléctrica con las hipótesis de (Garrad Hassan, 2004) puede ser bas-

tante optimista. En efecto, según se deduce de la lectura de este estudio, la generación eléctrica potencial se ha evaluado a partir de una capa de velocidades del viento disponible en el sistema SIG. Aunque no se precisa más, por las indicaciones dadas parece ser que la producción potencial se ha obtenido en esta referencia a partir de las velocidades anuales medias, integrando una función de distribución de probabilidad de velocidades (presumiblemente una Weibull con factor de forma fijo) con la curva del modelo del aerogenerador asumido. Además de los posibles efectos estacionales (variación de las medias de velocidad de viento estacional) que no parecen estar incorporados en esta evaluación, para las densidades de potencia instalada consideradas (8 MW/km²) y con la elevada ocupación de la superficie disponible para acercarse a los techos de potencia, es de esperar que los efectos de interferencia entre estelas de

Gráfico 154 Porcentaje de la generación off-shore respecto a la demanda eléctrica peninsular para el 2050 en caso de instalarse toda la potencia off-shore potencial según SWE y de operarla con máximo factor de capacidad

Total demanda peninsular = 280 TW.h/año. Producción off-shore en 2020 según SWE y referida a demanda peninsular para 2050



distintas máquinas eólicas sean significativos, reduciendo la potencia efectiva respecto a la instalada, factor que no ha sido incorporado en el análisis de (Garrad Hassan, 2004).

Del análisis anteriormente desarrollado del η_{array} de un array isótropo e infinito con una máquina de 2,05 MW y 71 m de diámetro en el mar, vemos que para $Po/As = 8 \text{ MW/km}^2$ se alcanzan η_{array} entre 30,30% y 31,45% según la altura de la torre (120-70 m). Asumiendo un valor medio de $\eta_{array} = 30,84\%$, y tomando como válidos los factores de capacidad presentados en la (Garrad Hassan, 2004), la energía producida al ocupar toda el área potencial con una densidad de 8 MW/km^2 (que en este caso es del orden de la que proporciona máxima potencia efectiva), sería de 215,32 TW.h/año, es decir, un 76,9% de la demanda eléctrica para el 2050.

Sin embargo, la máquina que hemos elegido como representativa de la tecnología eólica para aplicaciones marinas para el 2050 es de 4,5 MW con 114 m de diámetro y altura del buje de 120 m, y el potencial eólico que cabe esperar en estos emplazamientos también es superior al anteriormente considerado. En los Gráficos 155 y 156 mostramos los resultados de la evaluación mediante teoría de capa límite del rendimiento de array (efecto de interferencias entre máquinas) para un array isótropo infinito, que constituye el caso de comparación adecuado para grandes implementaciones del potencial a desarrollar, empleando una máquina de 4,5 MW de potencia y 112 m de diámetro a 120 m de altura para la instalación de parques eólicos marinos. En el Gráfico 155 mostramos el rendimiento de array (η_{array}) y la potencia instalada en función del espaciamiento relativo al

diámetro entre las máquinas eólicas, mientras que en el Gráfico 156 mostramos la potencia efectiva (producto de la instalada y el rendimiento de array) y el LEC de la electricidad producida (en base a los costes actuales de la eólica marina) en función del espaciamiento relativo y de la potencia instalada. Como podemos ver, el η_{array} adquiere valores bastante bajos para las densidades de potencia consideradas en el estudio de (Garrad Hassan, 2004): 8 MW/km². En concreto, para el caso considerado, alcanzamos un $\eta_{\text{array}} = 25,42\%$ para la densidad de potencia de 8 MW/km². En estas condiciones, y asumiendo los valores del factor de capacidad presentados en la (Garrad Hassan, 2004), la producción eléctrica del techo peninsular de potencia off-shore (236,42 GW) pasaría de los 698 TW.h/año a 178 TW.h/año, que constituye un 63,4% de la demanda eléctrica proyectada

para el 2050. Sin embargo, los factores de capacidad de la eólica marina proporcionados en (Garrad Hassan, 2004) son significativamente inferiores de los que hemos evaluado nosotros para la máquina eólica considerada en el 2050, y tomando como representativa una distribución de velocidades de viento a la altura del buje (120 m) para una instalación off-shore de $c = 12$ m/s y $k = 3$. Asumiendo como válidos nuestros factores de capacidad, con una densidad de potencia instalada de 8 MW/km², e incorporando el efecto de η_{array} , la producción eléctrica potencial resultaría ser de 334 TW.h/año, esto es, un 115% de la demanda eléctrica proyectada para el 2050. [Ver Gráficos 155 y 156].

Sin embargo, tal y como podemos ver en el gráfico anterior, para la máquina eólica considerada la potencia instalada de

Gráfico 155 Rendimiento de array y potencia instalada en función del espaciamiento relativo de las máquinas en un array isotrópico formado por la máquina eólica elegida como representativa de la tecnología para el horizonte analizado ($P=4,5$ MW, $D=112$ m; $h=120$ m)

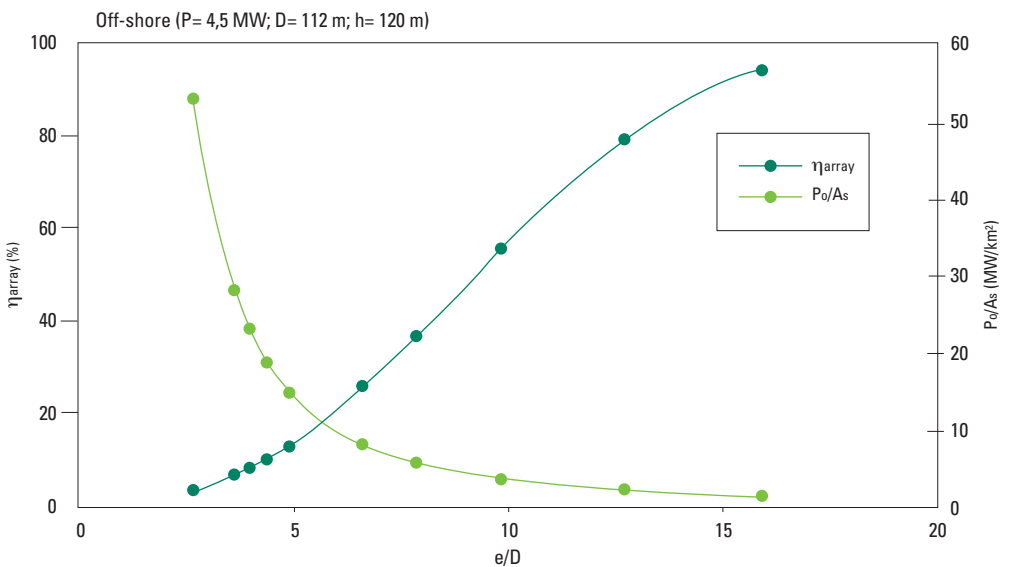
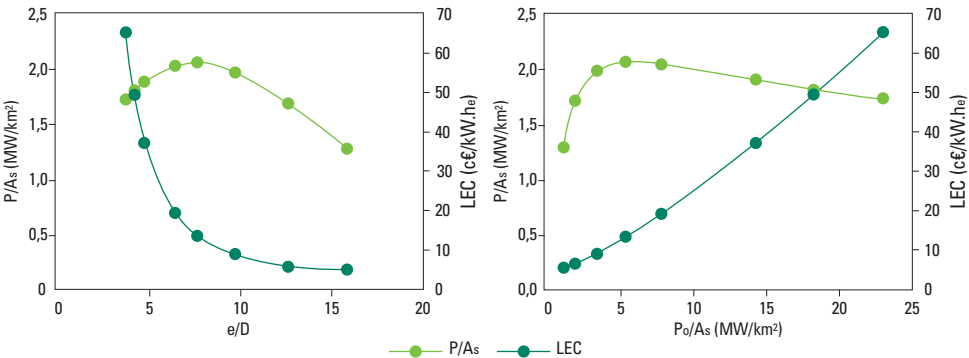


Gráfico 156 Potencia efectiva instalada y coste de la electricidad en función del espaciamiento o la potencia instalada en un array isotrópico formado por la máquina eólica elegida como representativa de la tecnología para el horizonte analizado ($P=4,5\text{ MW}$, $D=112\text{ m}$; $h=120\text{ m}$). Se ha asumido la estructura de costes actual de un parque eólico marino y un emplazamiento con $c=12\text{ m/s}$ y $k=3$



$P_o/A_s = 8\text{ MW/km}^2$ es superior a la que presenta el máximo valor de la potencia efectiva, y por lo tanto no tiene sentido instalar una densidad de potencia tan elevada. En efecto, la densidad de potencia óptima desde el punto de vista de la potencia efectiva es de $P_o/A_s = 5,6\text{ MW/km}^2$, que con un $\eta_{\text{array}} = 36,50\%$ proporciona una producción energética al ocupar toda la superficie potencial de 337 TW.h/año , un $120,5\%$ de la demanda para el 2050, y con un coste de la electricidad producida de $\text{LEC} = 13,34\text{ c€/kW.he}$, significativamente inferior que el $\text{LEC} = 19,16\text{ c€/kW.he}$ obtenido con la $P_o/A_s = 8\text{ MW/km}^2$ propuesta en (Garrad Hassan, 2004), que además producen menos cantidad de electricidad total. Por tanto, la densidad de potencia que proporciona la máxima producción eléctrica para el 2050, y que por tanto adoptaremos como techo de potencia a instalar, es de $P_o/A_s = 5,6\text{ MW/km}^2$, lo cual conduce a una potencia peninsular total instalable de $166,38\text{ GW}$. En los Gráficos 157, 158 y 159 mostramos la distribución provincial de este techo de potencia off-shore, así la correspondiente

producción energética en términos relativos a la demanda provincial y a la demanda peninsular para el 2050. Como puede observarse, algunas provincias como Castellón, Huelva, Lugo, Tarragona, Cádiz, Asturias, Alicante y Coruña pasan a tener un gran excedente de producción eléctrica potencial considerando sólo esta tecnología. [Ver Gráficos 157, 158 y 159].

Pero, tal y como se puede observar en el Gráfico 156, el máximo en la densidad de potencia efectiva es bastante llano, mientras que la pendiente del LEC es significativa en esa región. Por tanto, es de esperar que la restricción económica imponga límites más severos a la densidad de potencia a implementar que el valor dado por la maximización de la potencia efectiva. En efecto, al reducir la densidad de potencia instalada del óptimo desde el punto de vista de la potencia efectiva ($5,6\text{ MW/km}^2$) a $P_o/A_s = 3,6\text{ MW/km}^2$, se obtiene una significativa reducción del LEC (pasa de $13,3\text{ c€/kW.he}$ a $8,8\text{ c€/kW.he}$) con una ligera reducción de la densidad de potencia

Gráfico 157 Distribución provincial del techo de potencia off-shore instalable para el 2050, empleando la densidad de potencia que proporciona la máxima potencia efectiva instalada

Total peninsular = 166,38 GW. Techo de potencia off-shore en 2050. Potencia en GW

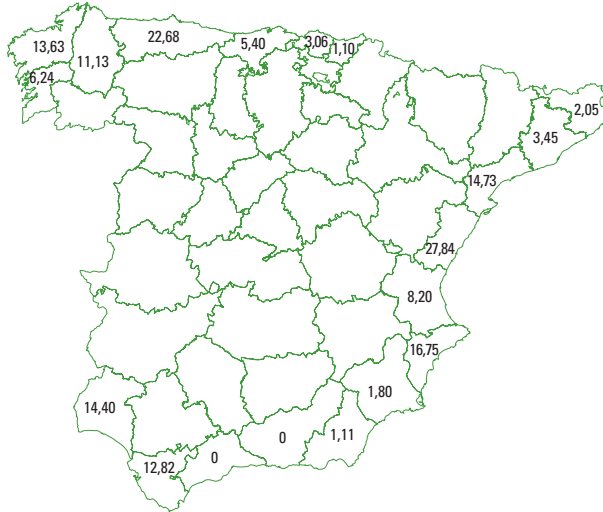


Gráfico 158 Distribución provincial del techo de generación eléctrica con la densidad de potencia de máxima potencia efectiva. La generación eléctrica provincial se expresa en valor relativo a la demanda eléctrica provincial proyectada para el 2050. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total generación off-shore peninsular = 337 TW.h/año. Techo de producción off-shore en 2050 referida a demanda provincial para 2050

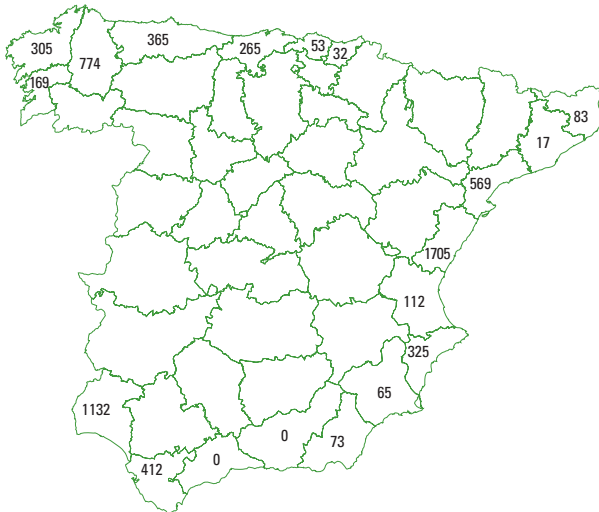
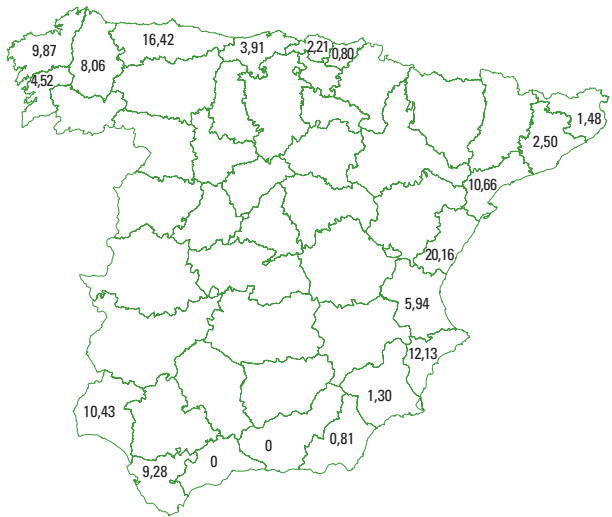


Gráfico 159 Distribución provincial del techo de generación eléctrica con la densidad de potencia de máxima potencia efectiva. La generación eléctrica provincial se expresa en valor relativo a la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total demanda peninsular = 280 TW.h/año. Techo de producción off-shore en 2050 referida a demanda peninsular para 2050



efectiva instalada (pasa de 2,06 MW/km² a 1,98 MW/km²), de tal forma que el coste incremental de la electricidad adicional producida al pasar de $P_o/A_s=3,6$ MW/km² a $P_o/A_s=5,6$ MW/km² es de 127,4 c€/kW.he, suficientemente elevado como para esperar que exista otra tecnología renovable con capacidad de generar electricidad a un coste inferior. Puesto que es de esperar que sobre capacidad de generación renovable para cubrir la demanda al tener en cuenta todas las tecnologías, parece lógico suponer que el criterio económico limite la densidad de potencia eólica a instalar. Si fijamos como criterio de desarrollo del potencial eólico marino el que el coste incremental de la electricidad adicional generada al pasar desde la densidad de potencia instalada seleccionada a

la de máxima potencia efectiva se limite a 100 c€/kW.he, esto nos conduciría a elegir una densidad de potencia a instalar de $P_o/A_s=3,25$ MW/km² ($e/D=10$), que con un $\eta_{array} = 59,72\%$ nos proporcionaría 319 TW.h/año (114% de la demanda peninsular del 2050) con LEC = 8,15 c€/kW.he.

Pero estos valores no tienen en cuenta los requerimientos de superficie protegida que no han sido incorporados en el análisis de la (Garrad Hassan, 2004). Nosotros hemos incorporado estas restricciones (Red Natura y de Espacios Naturales Protegidos) con el resultado de que si bien los tres escenarios para 2010, 2015 y 2020 no se ven afectados por no haber cruces entre las áreas propuestas y las protegidas, sí

que se afectan los techos de potencia correspondiente a cada periodo, y en particular el del 2020 que estamos adoptando como techo de potencia para 2050. En los Gráficos 160, 161, 162 y 163 mostramos los techos de potencia y de generación eléctrica tanto para el caso de emplear la densidad de potencia que optimiza la generación eléctrica, como para la densidad de potencia que proporciona el óptimo técnico-económico. Como techo de potencia eólica marina para el 2050 vamos a adoptar el primero, aunque recomendamos no exceder el segundo valor en el mix energético peninsular. En la Tabla 23 mostramos el resumen de los resultados de la eólica marina. Los techos adoptados para el 2050 son:

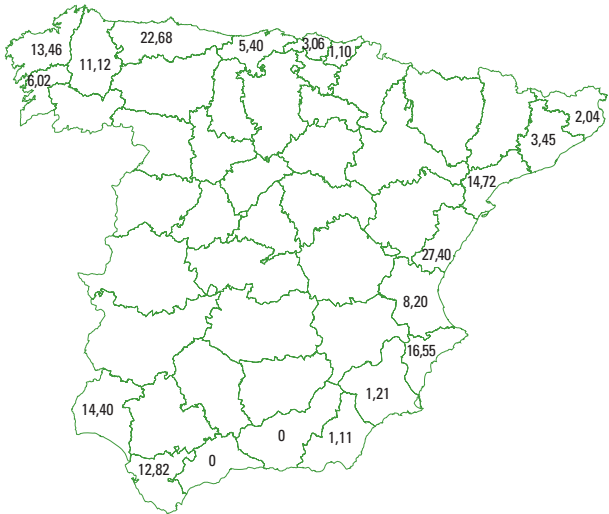
- Techo de potencia y generación técnico (optimización densidad potencia para máxima producción):
 - P = 165 GW.
 - E = 334 TW.h/a.
- Techo de potencia y generación técnico-económico (optimización densidad potencia con restricciones económicas):
 - P = 95 GW.
 - E = 316 TW.h/a.

[Ver Tabla 23 y Gráficos 160, 161, 162 y 163].

En los Gráficos 164 y 165 mostramos la agrupación por CC.AA. del techo de potencia y generación eólica marina en la España peninsular. [Ver Gráficos 164 y 165].

Gráfico 160 Techo de potencia eólica off-shore peninsular y distribución provincial. Óptimo técnico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total peninsular = 164,76 GW. Techo de potencia off-shore en 2050. Potencias en GW

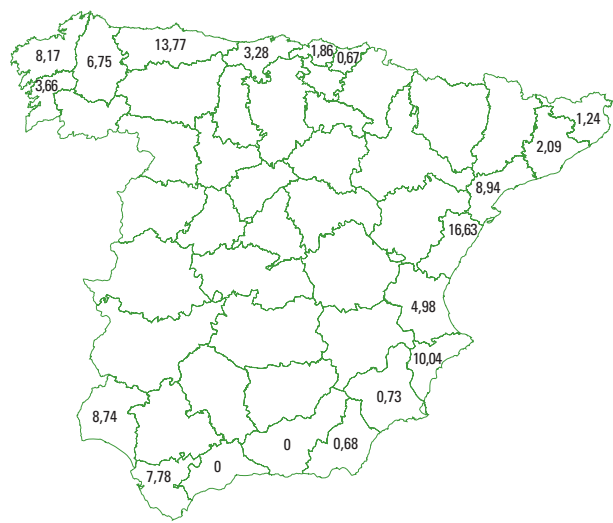


164 **Tabla 23** Recopilación resultados techos eólica marina

Caso	P (GW)	E (TW.h/año)
Resultados deducidos de SWE para la España peninsular	236	698
Añadiendo efectos rendimiento array	236	178
Añadiendo actuaciones tecnología eólica para 2050	236	334
Optimizando densidad de potencia	166	337
Optimización técnico-económica	96	319
Optimizando densidad de potencia + restricciones ambientales	165	334
Optimización técnico-económica + restricciones ambientales	95	316

Gráfico 161 Techo de generación eólica off-shore peninsular y distribución provincial. Óptimo técnico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total generación = 334 TW.h/año. Techo de producción off-shore en 2050. Valores provinciales como porcentaje total peninsular



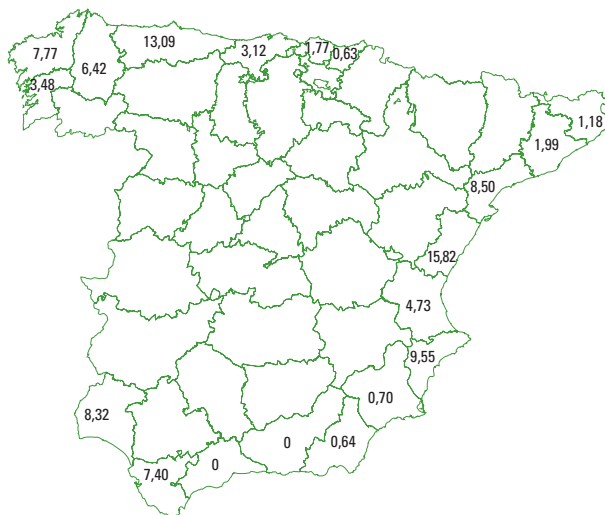
5.3.1.2. Eólica terrestre

La eólica terrestre la vamos a dividir en dos emplazamientos tipo, lo que denominamos terreno llano, que incorpora instalaciones en campo abierto, cultivos herbáceos o incluso dehesas, y lo que denominaremos terreno accidentado, que con una mayor rugosidad superficial incluye instalaciones en terreno

montañoso o entre bosque. Para el terreno llano vamos a emplear como tecnología representativa una máquina de 2,05 MWe con 71 m de diámetro y con el buje a 70 m de altura. Para los emplazamientos en terreno accidentado vamos a considerar como tecnología representativa una máquina de 0,81 MW con 48 m de diámetro y el buje a

Gráfico 162 Techo de potencia eólica off-shore peninsular y distribución provincial. Óptimo técnico-económico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total peninsular = 95,11 GW. Techo de potencia off-shore en 2050. Potencias en GW



65 m de altura (máquina de menor tamaño por la mayor complejidad de acceder a dichos emplazamientos para realizar la instalación del parque). En los Gráficos 166, 167, 168 y 169 mostramos el resultado del análisis de interacción de estelas para estos dos emplazamientos.

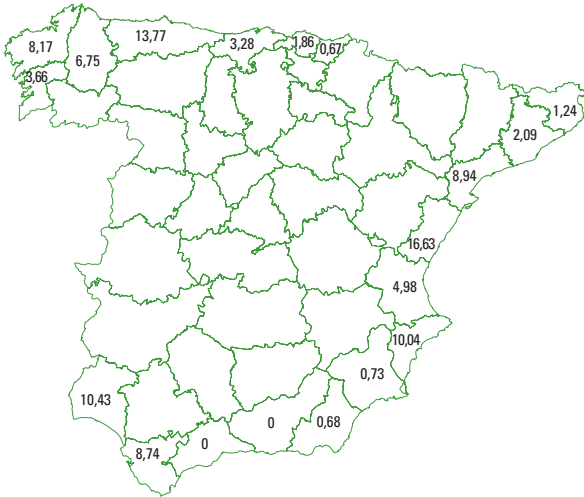
Para la aplicación en terreno llano, hemos considerado como representativo del potencial eólico disponible a la altura del buje una distribución de Weibull dada por $c = 6,5$ m/s y $k = 1,5$. Estos valores representan un emplazamiento eólico relativamente malo respecto a los actualmente explotados, sin embargo, lo que se pretende es que sea representativo de las condiciones del emplazamiento medio ante una situación

de una muy elevada penetración de la energía eólica, por lo que la mayoría de emplazamientos empleados serán significativamente peores que los actualmente explotados, puesto que evidentemente el desarrollo de la tecnología ha empezado por la explotación de los mejores emplazamientos disponibles.

Para la aplicación en terreno accidentado, hemos considerado como representativo del potencial eólico disponible a la altura del buje una distribución de Weibull dada por $c = 8$ m/s y $k = 2$. Estos parámetros son representativos de un emplazamiento significativamente mejor que el correspondiente al emplazamiento en terreno llano, pues normalmente se corresponde con aplicaciones

Gráfico 163 Techo de generación eólica off-shore peninsular y distribución provincial. Óptimo técnico-económico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética

Total generación = 316 TW.h/año. Techo de producción off-shore en 2050. Valores provinciales como porcentaje total peninsular

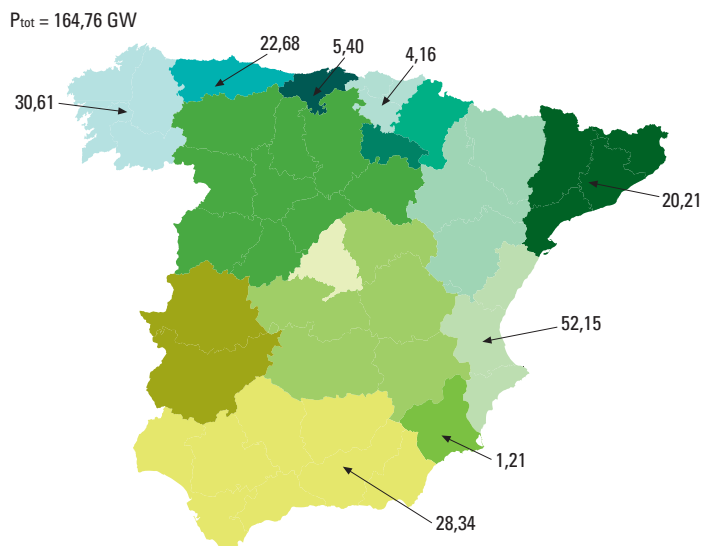


en lugares más expuestos al viento. [Ver Gráficos 166, 167, 168 y 169].

Para el emplazamiento llano, la máxima potencia efectiva se obtiene para una densidad de potencia instalada de $P_o/A_s = 6,6$ MW/km². Sin embargo, como podemos ver en los gráficos anteriores (observar lo dilatado de la escala de densidades de potencia efectiva), el máximo en la densidad de potencia efectiva es bastante llano, por lo que reducciones en la densidad de potencia instalada conducen a una importante reducción de coste sin reducir excesivamente la producción energética. En efecto, para $P_o/A_s = 4,5$ MW/km² alcanzamos $\eta_{array} = 78,64\%$ y LEC = 8,1 c€/kW.he, por lo que la electricidad adicional al pasar de $P_o/A_s = 4,5$ MW/km² a $P_o/A_s = 6,6$ MW/km² se genera a 142 c€/kW.he. A estos niveles de

coste incremental, cabe esperar que otras tecnologías renovables tengan posibilidad de generar electricidad a un coste inferior, careciendo por tanto de sentido el apurar la densidad de potencia instalada hasta el valor que proporciona el máximo de la potencia efectiva. De hecho, si nos fijamos como criterio económico el emplear una densidad de potencia eólica instalada tal que el coste incremental al ir hasta el valor que proporciona la máxima potencia efectiva quede limitado a 100 c€/kW.he, nos quedaríamos con una densidad de potencia instalada de $P_o/A_s = 3,98$ MW/km², que operando con $\eta_{array} = 87,20\%$ nos proporcionaría LEC = 7,3 c€/kW.he, con un espaciamiento entre máquinas de unos 10 diámetros. Como unidad mínima de instalación consideraremos un parque compuesto por 15

Gráfico 164 Techo de potencia eólica off-shore peninsular y distribución por CC.AA. Óptimo técnico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura

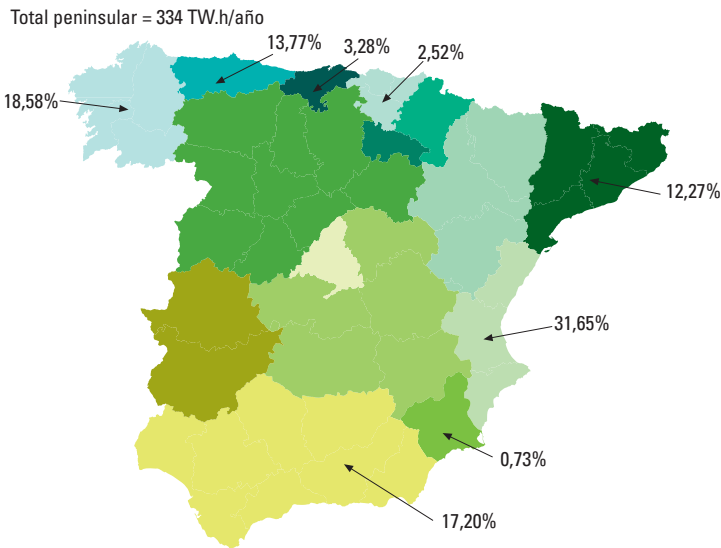


máquinas, es decir, de 30,75 MWe, que para la $P_o/A_s = 3,98 \text{ MW/km}^2$ significaría $7,73 \text{ km}^2$. Puesto que la resolución del pixel empleado en el sistema GIS es de 1 km^2 , adoptaremos como área unitaria mínima del parque instalado $A_u = 8 \text{ km}^2$, que está asociado a una densidad de potencia de $P_o/A_s = 3,84 \text{ MW/km}^2$, con la que corresponden $\eta_{array} = 89,65\%$ (para bajas penetraciones todavía será superior al tener principalmente arrays de extensión finita) y $LEC = 7,1 \text{ c€/kW.he}$, y un coste incremental hasta la densidad de potencia instalada de máxima potencia efectiva de $91,7 \text{ c€/kW.he}$.

Para el emplazamiento de terreno accidentado, vemos cómo el máximo de potencia efectiva se alcanza con $P_o/A_s = 5,5 \text{ MW/km}^2$ con $\eta_{array} = 93,1\%$ y $LEC = 5,5 \text{ c€/kW.he}$. Pues-

to que ya estamos con valores muy elevados del η_{array} , al reducir P_o/A_s no cabe esperar grandes beneficios en términos del LEC. Sin embargo, la orografía compleja de estos emplazamientos forzará en general a emplear menores densidades de potencia instalada, o a disponerlas en pocas filas, por lo que podemos considerar un η_{array} o 100% . Para la determinación de los techos de potencia adoptaremos un espaciamiento entre máquinas de unos 10 diámetros, por lo que la densidad de potencia instalada será de $P_o/A_s = 3,52 \text{ MW/km}^2$. La unidad de potencia a instalar es un parque con quince máquinas, es decir, $12,15 \text{ MWe}$, que con la densidad de potencia anterior requerirían $3,45 \text{ km}^2$. Puesto que la unidad del pixel en el sistema SIG es de 1 km^2 adoptamos como área unitaria del parque a instalar $A_u = 4 \text{ km}^2$, que

Gráfico 165 Techo de generación eólica off-shore peninsular y distribución por CC.AA. Óptimo técnico basado en la tecnología de aerogenerador asumida para el 2050. Incorpora efectos del rendimiento de array así como restricciones medioambientales. Para los aerogeneradores de 4,5 MW con 114 m de diámetro y buje a 120 m de altura se ha considerado una distribución de viento de $c=12$ m/s y $k=3$, incorporando los efectos de η_{array} para valorar la producción energética



con una densidad de potencia instalada de $P_o/A_s=3,04$ MW/km² asumiremos que opera con $\eta_{array} = 98\%$ con LEC = 5,2 c€/kW.he.

Los criterios impuestos para determinar las restricciones geográficas que nos proporcionen la superficie potencial han sido los siguientes:

- Criterio para separar emplazamientos llanos de accidentados:
- Para considerar un emplazamiento llano tendrán que cumplirse las dos condiciones siguientes:
 - Parque instalado en terreno de pendiente media inferior al 1%.
 - Parque rodeado de 10 km² con pendiente

menor que el 3%. Este segundo criterio va destinado a asegurarnos que todo parque en “emplazamiento” llano está realmente situado en una región de fácil acceso, y que por tanto se pueden instalar las máquinas de tamaño grande.

- En los emplazamientos accidentados no hay requerimiento de pendiente en el entorno del parque, pero sí en el emplazamiento del propio parque:
 - Parque instalado en terreno de pendiente media inferior al 10% (y superior al 1%).
- Superficie mínima requerida por un parque. Esta superficie se ha determinado mediante la optimización de la potencia efectiva y el coste de la electricidad producida teniendo en cuenta los efectos de

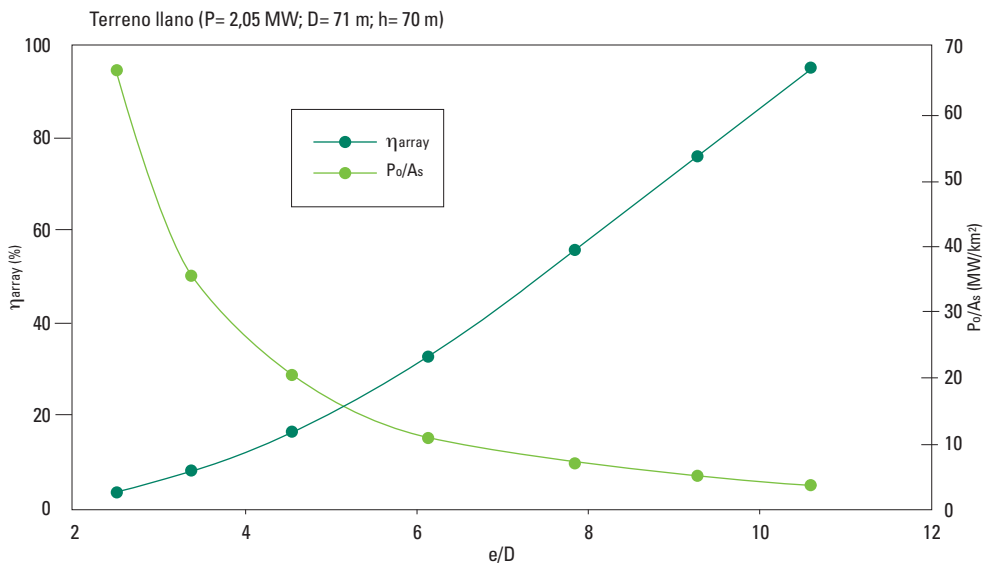
estelas. Determina la unidad geográfica mínima para proceder a la instalación de un parque eólico.

- Terreno llano: 8 km².
- Terreno accidentado: 4 km².
- Restricciones sobre el uso del terreno: no se consideran aptas para la instalación de parques eólicos los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)
 - Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine:
 - 1.1. Zonas urbanas.
 - 1.2. Zonas industriales, comerciales y de transporte.

- 2.1.3. Arrozales.
- 3.1. Bosques.
- 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
- 3.3.2. Roquedo.
- 3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
- 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
- 4.1. Zonas húmedas continentales.
- 5.1.1. Cursos de agua.
- 5.1.2.1. Lagos y lagunas.
- 5.2.1. Lagunas costeras.
- 5.2.2. Estuarios.

En estas condiciones, el techo de potencia en terreno llano resulta ser de 313 GW, mientras que el de terreno accidentado es de 602 GW, proporcionando un techo total de la eólica terrestre de 915 GW. Para determinar a partir de estos techos de potencia los techos de generación eléctrica

Gráfico 166 Rendimiento de array isótropo e infinito en función del espaciamiento entre máquinas y de la densidad de potencia instalada para un emplazamiento llano. Aerogenerador de 2,05 MW con 71 m de diámetro y 70 m de altura



170 es preciso evaluar los factores de capacidad, para lo cual se requiere conocer el potencial eólico del emplazamiento. A estas alturas de proyecto, y a pesar de haberlo solicitado con insistencia, todavía

no hemos conseguido que el sector eólico Español nos proporcione datos eólicos representativos del potencial en las distintas provincias peninsulares. Por tanto vamos a tener que valorar de forma menos

Gráfico 167 Densidad de potencia efectiva y coste de la electricidad generada en función del espaciamiento entre máquinas y de la densidad de potencia instalada para un emplazamiento llano. Aerogenerador de 2,05 MW con 71 m de diámetro y 70 m de altura. Emplazamiento con $c=6,5$ m/s y $k=1,5$. Estructura de costes representativa de la situación actual para una aplicación de este tipo

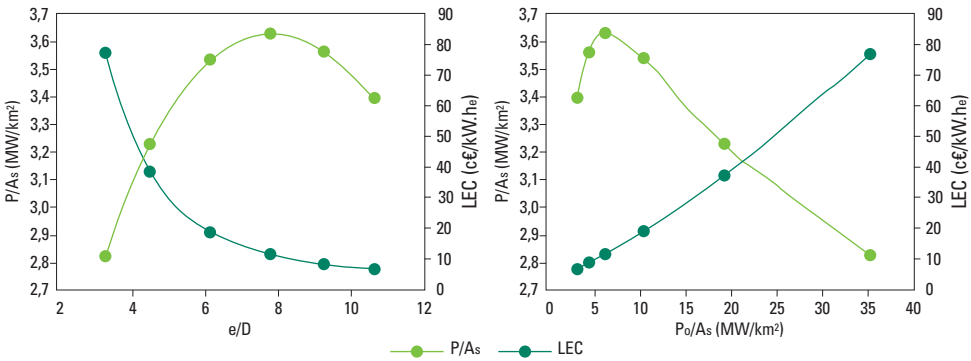
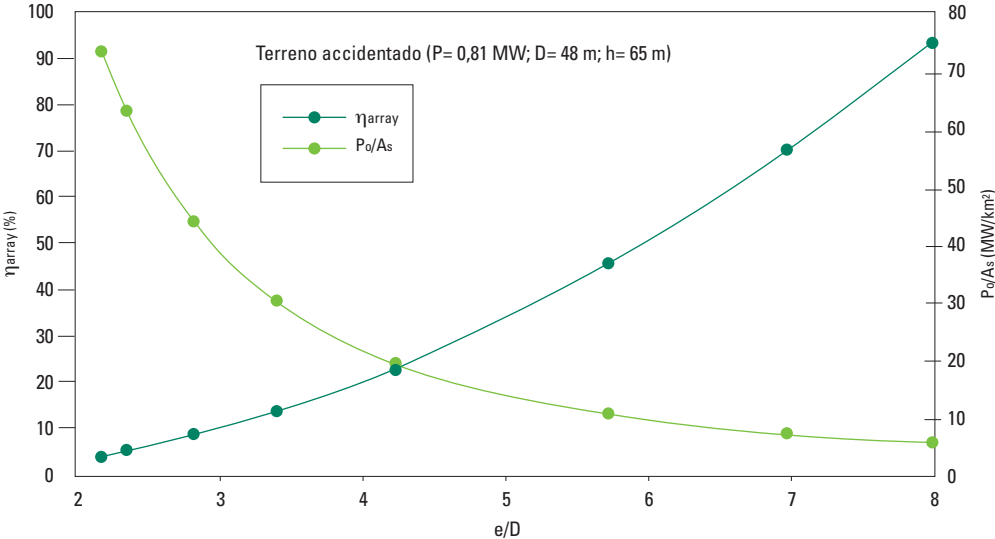


Gráfico 168 Rendimiento de array isótropo e infinito en función del espaciamiento entre máquinas y de la densidad de potencia instalada para un emplazamiento accidentado. Aerogenerador de 0,81 MW con 48 m de diámetro y 65 m de altura



aproximada que con otras tecnologías el techo de generación eólica. Para ello vamos a tomar dos aproximaciones. En la primera asumiremos que los emplazamientos medios asociados a terreno llano y accidentado en toda la península quedan adecuadamente representados por dos únicas distribuciones de Weibull:

- Distribución de Weibull representativa emplazamientos en terreno llano:
 $c = 6,5 \text{ m/s}$; $k = 1,5$.
- Distribución de Weibull representativa emplazamientos en terreno accidentado:
 $c = 8 \text{ m/s}$; $k = 2$.

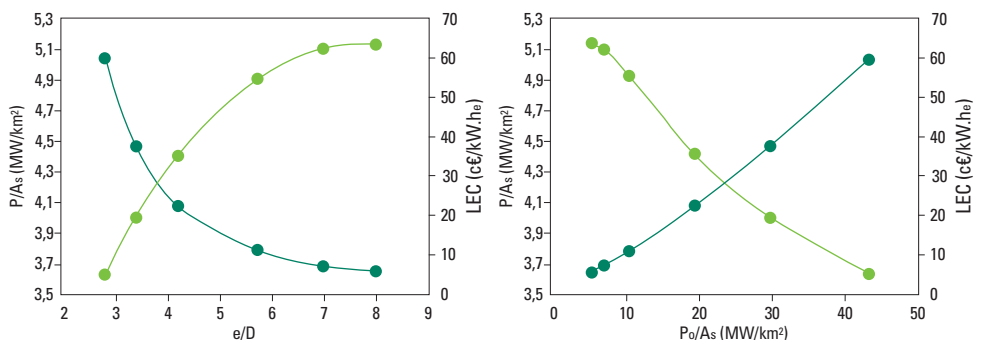
Como ya hemos comentado anteriormente, estas distribuciones de Weibull son bastante conservadoras teniendo en cuenta los tipos de máquinas eólicas implementados, y sin duda muchos de los emplazamientos actualmente explotados tienen potenciales eólicos significativamente superiores. Pero la idea es que estas distribuciones representen correctamente a los emplazamientos medios bajo condiciones de una gran implementación

eólica, que sin duda resultarán peores que los actualmente explotados.

Asumiendo estas distribuciones de Weibull y teniendo en cuenta las curvas características de los aerogeneradores adoptados en cada emplazamiento así como los correspondientes rendimientos de array para las densidades de potencia consideradas, los techos de generación eólica resultarían ser de 546 TW.h/año para los terrenos llanos y 1.739 TW.h/año para los terrenos complejos, proporcionando un techo total de generación eólica terrestre de 2285 TW.h/año, que es el 816% de la demanda eléctrica peninsular prevista para el 2050.

La otra aproximación que hemos empleado para evaluar el techo de generación eólica terrestre de tal forma que se refleje la diferenciación geográfica del recurso eólico disponible, es adoptar los valores de los factores de capacidad globales registrados en el 2003 por CC.AA., tal y como expusimos anteriormente. Esta aproximación también es muy conservadora, pues al referirse a los

Gráfico 169 Densidad de potencia efectiva y coste de la electricidad generada en función del espaciamiento entre máquinas y de la densidad de potencia instalada para un emplazamiento accidentado. Aerogenerador de 0,81 MW con 48 m de diámetro y 65 m de altura. Emplazamiento con $c=8 \text{ m/s}$ y $k=2$. Estructura de costes representativa de la situación actual para una aplicación de este tipo



172 factores de capacidad anual no reflejan el hecho de que la mayoría de la potencia eólica considerada se ha ido instalando *a lo largo* del año, con lo que su factor de capacidad aparente es menor que el real en su periodo de funcionamiento a lo largo del año. Además, estos factores de capacidad reflejan la tecnología y disponibilidad media de las máquinas eólicas actuales, que son inferiores a las que hemos considerado como representativas de la tecnología en el 2050.

Asumiendo los factores de capacidad por CC.AA. registrados en 2003, los techos de generación eólica resultarían ser de 638 TW.h/año para los terrenos llanos y 1.264 TW.h/año para los terrenos complejos, proporcionando un techo total de generación eólica terrestre de 1.902 TW.h/año, que es el 679% de la demanda eléctrica peninsular prevista para el 2050.

Como vemos, con ambas aproximaciones obtenemos valores del techo de generación comparables y que están muy por encima de las necesidades de energía eléctrica para el 2050.

En los Gráficos 170 a 177 mostramos los resultados del análisis para los techos de potencia eólica en terreno llano y accidentado. Los resultados se muestran expresados de forma relativa al total peninsular, a la demanda peninsular para el 2050, y a la demanda de cada Comunidad para el 2050. Como se desprende del análisis de estos resultados, el potencial de la eólica terrestre es muy elevado (816% de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050). Sin embargo, es importante tener presente el elevado porcentaje de ocupación del territorio peninsular (56,64%)

necesario para desarrollar este potencial. Si bien es cierto que dada la baja densidad de potencia empleada y el tamaño de los aerogeneradores considerados, la presencia de un parque eólico en un emplazamiento determinado puede coexistir con otros usos del suelo, pero el 56,64% del territorio peninsular sigue pareciendo un porcentaje muy elevado del territorio. Pero dadas la elevada capacidad de generación disponible en relación a la demanda, y la disponibilidad de otras tecnologías renovables, un mix energético basado en tecnologías renovables probablemente requeriría sólo el desarrollo de una pequeña fracción de este potencial eólico terrestre (y por tanto de la correspondiente ocupación del territorio). [Ver Gráficos 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176 y 177].

5.3.2. Fotovoltaica

A priori, tanto por costes frente a otras opciones renovables, como por aspectos tecnológicos en el marco del sistema de generación y transporte eléctrico actual, puede parecer que la fotovoltaica tenga relativamente limitada su aportación en un sistema de elevada contribución renovable.

En efecto, en cuanto a costes, existen diversas tecnologías renovables con un gran potencial de generación y costes significativamente inferiores a los de la fotovoltaica. De hecho, los costes de generación actuales de la fotovoltaica son con diferencia los más elevados de las diversas tecnologías renovables disponibles (EC. PV-TRAC, 2004).

Sin embargo, si bien los costes actuales son muy elevados, también es cierto que la tecnología fotovoltaica ha experimentado una elevada tasa de reducción de costes en los

Gráfico 170 Localización de emplazamientos cumpliendo los criterios del techo de eólica terrestre en terreno llano

173

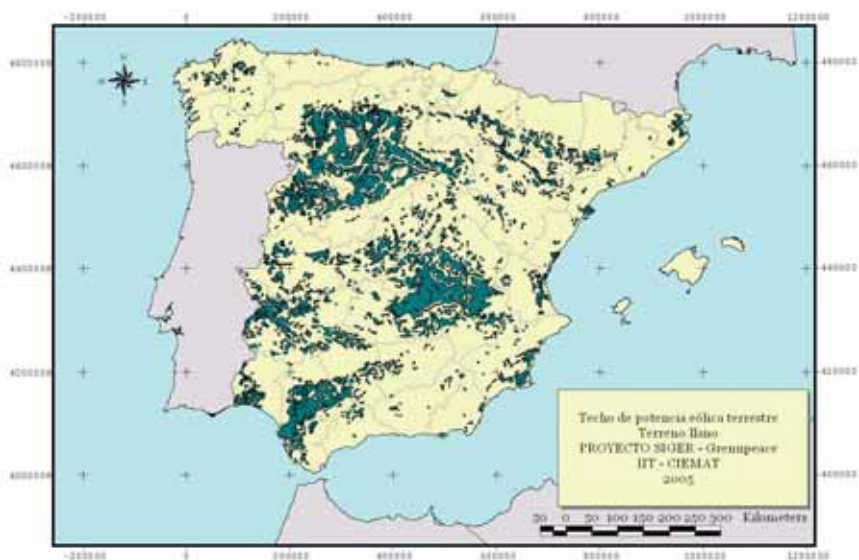


Gráfico 171 Localización de emplazamientos cumpliendo los criterios del techo de eólica terrestre en terreno accidentado

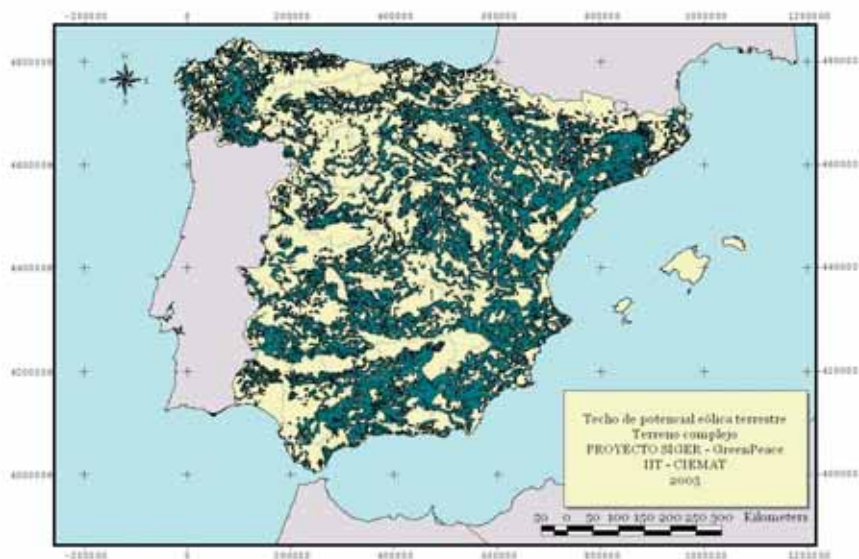


Gráfico 172 Techo de potencia eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA.

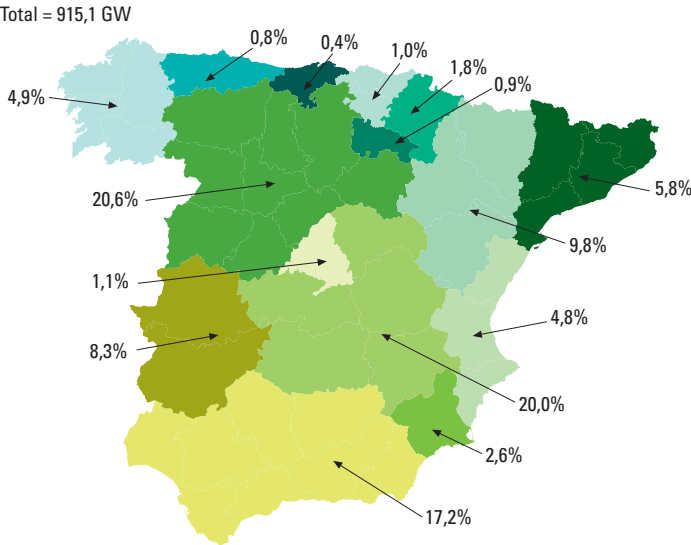


Gráfico 173 Techo de generación eléctrica de la eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA. asumiendo distribuciones de Weibull para terreno llano ($c=6,6$ m/s; $k=1,5$) y accidentado ($c=8$ m/s; $k=2$) fijas en todo el territorio

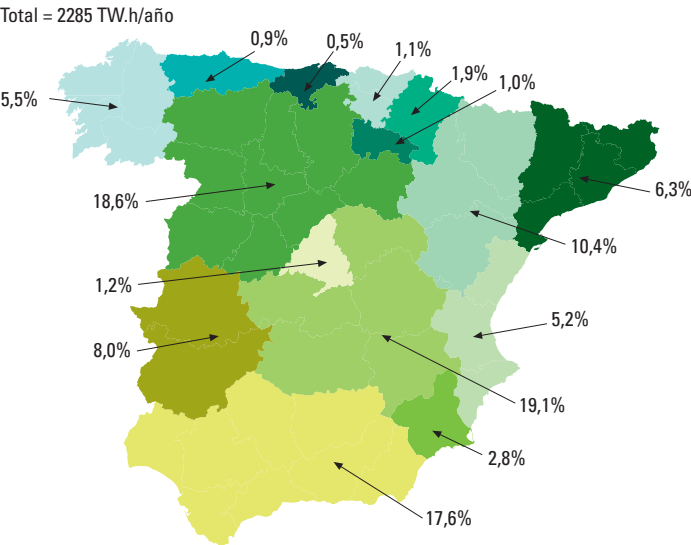


Gráfico 174 Techo de generación eléctrica de la eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA. asumiendo distribuciones de Weibull para terreno llano ($c=6,6$ m/s; $k=1,5$) y accidentado ($c=8$ m/s; $k=2$) fijas en todo el territorio, expresado como porcentaje de la demanda peninsular para el 2050

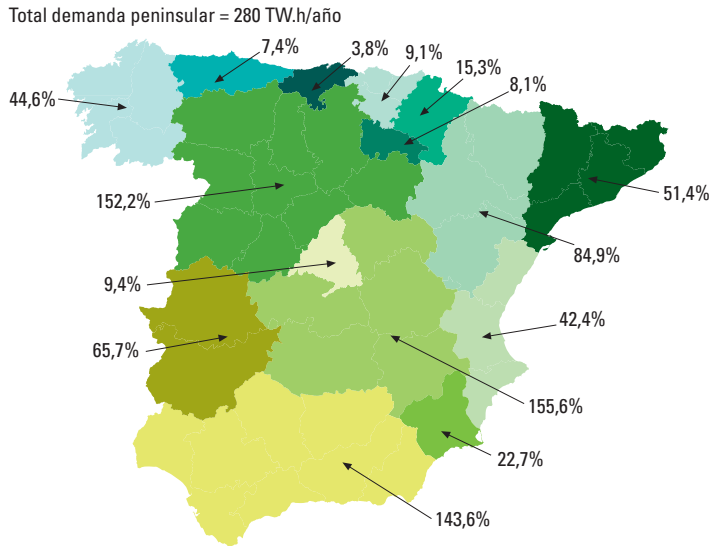
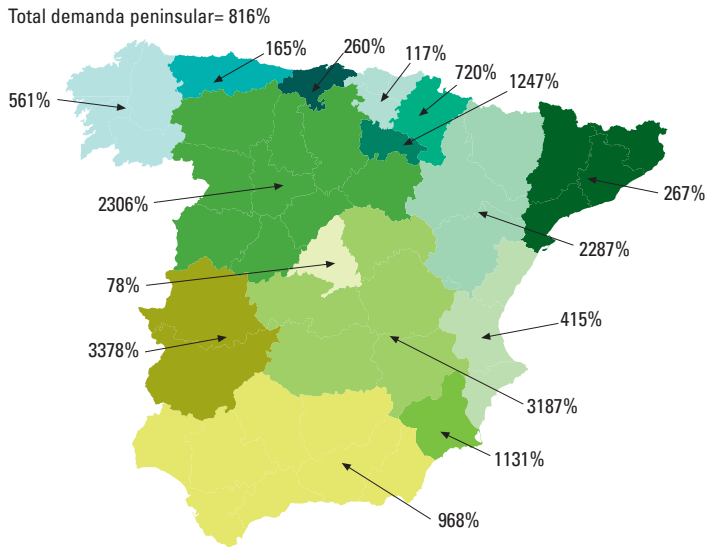


Gráfico 175 Techo de generación eléctrica de la eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA. asumiendo distribuciones de Weibull para terreno llano ($c=6,6$ m/s; $k=1,5$) y accidentado ($c=8$ m/s; $k=2$) fijas en todo el territorio, expresado como porcentaje de la demanda por CC.AA. para el 2050



176

Gráfico 176 Techo de generación eléctrica de la eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA., asumiendo los CF medios por CC.AA. registrados en 2003 sobre la potencia eólica instalada, expresado como porcentaje de la demanda peninsular para el 2050

Total demanda peninsular= 280 TW.h/año

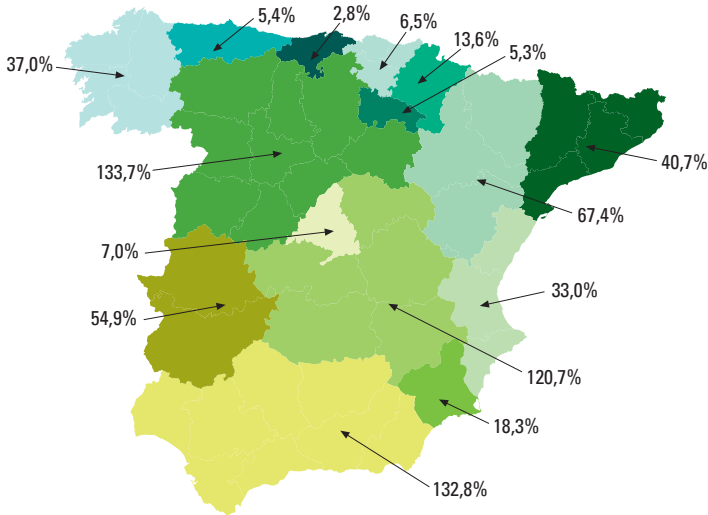
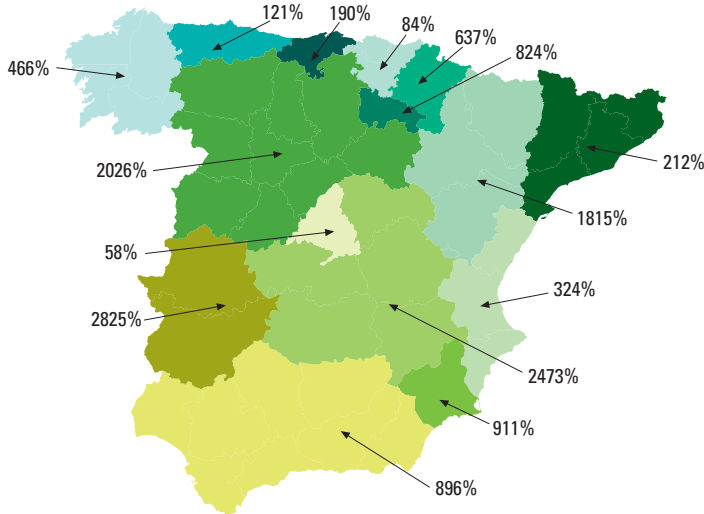


Gráfico 177 Techo de generación eléctrica de la eólica terrestre total (terreno llano + terreno accidentado) por CC.AA., asumiendo los CF medios por CC.AA. registrados en 2003 sobre la potencia eólica instalada, expresado como porcentaje de la demanda por CC.AA. para el 2050

Total demanda peninsular = 679%



últimos años, pasando de 200.000 \$/Wp en sus inicios de aplicaciones espaciales (1959) hasta costes de módulo de 3,5 \$/Wp en 2003. De hecho, las perspectivas son que, gracias a sus elevadas tasas de crecimiento y de aprendizaje, la tecnología fotovoltaica consiga reducir muy significativamente sus costes, colocándose en un coste total instalado entorno a 1 €/Wp alguna década antes del año del escenario considerado en este proyecto (2050). En estas condiciones, y especialmente si añadimos el incremento de vida útil esperado hasta los 40 años, los costes de generación fotovoltaica en nuestro país pasarían a ser del orden de los que encontramos en otras tecnologías renovables, e incluso a quedar por debajo del coste de la electricidad para el usuario y a poder competir con los costes de mercado de carga punta. Por tanto, podemos concluir que los elevados costes de generación fotovoltaica actuales no son un motivo para descartar una contribución significativa de esta tecnología de cara a un escenario para el 2050.

Desde el punto de vista técnico, la incapacidad de almacenar la electricidad producida por una central fotovoltaica y su gran fluctuación temporal asociada a el paso de nubes por encima del campo solar (inercia de la respuesta prácticamente nula), limitan en el esquema de generación y distribución actual tanto el tamaño máximo de la potencia de una central como la potencia total a instalar interconectada a una red. Se podría pensar en regular parcialmente esta producción energética modificando el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos (alejándolo del MPP) para mantener una producción eléctrica relativamente independiente de las fluctuaciones en radiación incidente, y con capacidad de seguir a la carga. Pero esta

estrategia de operación conduciría a reducir todavía más el factor de capacidad de la central, encareciendo más el de por sí ya elevado coste de la electricidad generada, por lo que no parece que esta tecnología cuente con un excesivo colchón de regulación en este sentido.

Sin embargo, estas limitaciones técnicas también pueden desaparecer en un escenario de elevada penetración renovable. En efecto, si el sistema de distribución de la energía se modifica para acomodar las peculiaridades de la mayoría de tecnologías renovables, la red de transporte eléctrico es muy probable que deje de jugar su papel predominante actual para dar paso a un sistema de transporte y distribución acorde con la capacidad de generación instalada. Si pensamos por ejemplo en un sistema de transporte basado en el hidrógeno, que además de adaptado a las características de las renovables permite ampliar su uso más allá de la generación eléctrica para abarcar sectores dispersos como el transporte y la edificación, la problemática técnica de la aleatoriedad y rápidas fluctuaciones de la potencia de salida del campo solar desaparecería en gran medida, quedando amortiguada por el almacenamiento intermedio del hidrógeno producido.

Por tanto parece que tanto los inconvenientes económicos como técnicos para una significativa participación de la energía solar fotovoltaica en el mix energético de un sistema de generación con elevada penetración renovable en el 2050 no constituyen un obstáculo insalvable.

Por otro lado, la tecnología fotovoltaica tiene una serie de características diferenciales

que desde nuestro punto de vista justifican una participación significativa de la misma en el mix de generación eléctrica para el 2050 incluso al margen de las consideraciones de mercado:

- Tecnología muy descentralizada que permite una involucración muy directa de la sociedad en la resolución del problema energético. Desde tener una instalación fotovoltaica en el tejado o fachada de su edificio, hasta disponer de una participación en una huerta solar, son inversiones asequibles al ciudadano medio. Esta gran modularidad, que permite una participación e involucración mucho más directa de los consumidores en la generación de electricidad, constituye un aspecto relevante desde el punto de vista de la sostenibilidad del sistema energético.
- Constituye una tecnología muy apropiada para electrificar gran parte de las regiones donde todavía hoy viven esos 2.000 millones de personas sin suministro eléctrico. Aumentar la contribución de la fotovoltaica en los países desarrollados contribuye a establecer el “estatus” tecnológico adecuado para esta tecnología y a reducir sus costes, viabilizando una mayor penetración de la misma en los países menos desarrollados.
- Su carácter altamente distribuido permite beneficiarse de los aspectos de la generación distribuida: la fotovoltaica permite una generación muy cercana a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas y costes por distribución y transporte, reforzando las líneas eléctricas y reduciendo la carga punta. Este último aspecto es especialmente relevante en nuestro país dado el predominio que están adquiriendo los picos de consumo eléctrico en temporadas de refrigeración. El emplazamiento distribuido de la

fotovoltaica y su máxima productividad en los periodos de mayor carga refrigerante, permite reducir el sobredimensionado de las líneas eléctricas y de la capacidad de generación punta para cubrir estos picos de demanda.

- Gran flexibilidad en la implementación de la potencia, dada por un lado por su gran modularidad, y por otro por sus cortos periodos de implementación.
- En las aplicaciones urbanas tiene la ventaja de no competir en disponibilidad de terreno con otras tecnologías renovables de generación eléctrica. Si bien en la actualidad puede competir en disponibilidad de espacio con las aplicaciones de solar térmica de baja temperatura en el contexto urbano, en un futuro esta competencia puede desaparecer por la implementación de colectores solares híbridos (térmico-fotovoltaico).
- Es la única tecnología de generación eléctrica renovable que permite una integración arquitectónica dentro de los cascos urbanos y en los propios edificios, con una múltiple funcionalidad de los módulos (elementos de la envolvente, protecciones solares, etc.), aprovechando por tanto una superficie apta para generación en la que no entra en conflicto con otras tecnologías de generación eléctrica. Apoyándose en la fotovoltaica, los edificios pueden pasar de ser consumidores netos de energía a ser productores netos de energía a lo largo de su ciclo de vida (sostenibilidad energética en la edificación).
- Constituye una solución tecnológica óptima en regiones con una elevada densidad de población gracias a sus características (modular, silenciosa, sin partes móviles, bajo mantenimiento, no emisiones, integración en edificios, etc.).
- Al poder aprovechar la radiación difusa, la tecnología fotovoltaica puede emplearse en

toda la geografía nacional, y en prácticamente cualquier emplazamiento del planeta.

Para alcanzar elevadas penetraciones de las tecnologías renovables a nivel mundial, tal y como muestran los diversos escenarios elaborados, es imprescindible apoyarse fuertemente en la energía solar. Y la fotovoltaica, por su gran disponibilidad espacial es de esperar que juegue un papel muy importante. Para alcanzar este objetivo se requiere un apoyo mantenido y decidido a la tecnología. Debemos tener en cuenta que el estado actual de la fotovoltaica y su gran mejora tecnológica y reducción de costes ha sido consecuencia del esfuerzo económico de fundamentalmente tres países: Japón, Alemania y EEUU.

Estos aspectos diferenciales de la tecnología fotovoltaica, hacen recomendable de cara al escenario que estamos elaborando el incluir una cierta participación de la misma al margen de las exigencias del mercado de generación, y que podría valorarse en términos de una cierta cantidad de Wp por habitante. Parte de ellos los vamos a considerar integrados en los edificios. Pero las características y beneficios de la tecnología parecen hacer recomendable el considerar incluso una mayor participación de la misma, extendiendo sus posibilidades a aquellos ciudadanos que no tienen las posibilidades de integrarla en su edificio. En este sentido, el reciente esquema de las huertas solares (Lorenzo E., 2004) que han surgido en nuestro país parece muy apropiado al permitir participaciones al alcance de un inversor particular medio (5 kW como motivo de las restricciones del anterior RD 2818, pero que parece también un límite apropiado para la capacidad de inversión en generación eléctrica de un ciudadano medio) en el sistema de generación.

En (EC-PVTRAC, 2004) se apunta que si la UE implementara módulos fotovoltaicos en sus edificios, tendría suficiente generación fotovoltaica para cubrir todo el consumo eléctrico¹⁴. En el escenario trazado por esta referencia, para el 2030 todos los edificios irán equipados con fotovoltaica, y muchos pasarán de ser consumidores a ser productores netos de energía.

En (EPIA, Greenpeace, 2004) se plantea que para el 2020 el 80% de la potencia instalada total (205 GWp) que esté conectada a red, estará formada por instalaciones en edificios residenciales, con una potencia instalada per cápita en estos edificios de 1.200 Wp/hab. En este marco, parece razonable apuntar a valores de este orden para el 2050, pero extendido a todos los habitantes (complementando con edificios no residenciales, centrales y huertas solares). Sin embargo, conviene resaltar el elevado salto cuantitativo respecto a la situación actual, en la que la potencia instalada per cápita de media en la UE es de 1,5 Wp/hab (Eurobserv'ER, 2004).

En el escenario presentado en (EREC, 2004) para el 2040, debido a su enorme potencial y a la flexibilidad que ofrece tanto para instalaciones conectadas a la red como aisladas de ella, considera a la fotovoltaica como la tecnología renovable con las más altas y mantenidas tasas de crecimiento, pudiendo llegar a ser la segunda tecnología renovable en cuanto a contribución total de energía para el 2040 (detrás de la biomasa), y la primera en cuanto a generación eléctrica. En concreto, en este escenario para 2040 las tres primeras tecnologías en cuanto al aporte total de energía primaria son la biomasa (51,5%), la fotovoltaica (12,35%) y la eólica (10,82%). En cuanto a generación eléctrica, la primera es

¹⁴ En otras referencias, esta estimación es menos optimista. Así, en (EPIA, 2001) estiman el potencial de los tejados solares en los países de la OCDE en un 16% del consumo eléctrico actual (en media), es decir, del mismo orden que la hidroeléctrica.

la fotovoltaica (30,57%), la segunda la eólica (26,84%) y la tercera la biomasa (14,39%). Otros escenarios para periodos de tiempo más largo (2100) todavía dan un predominio mucho más acusado a la energía solar.

Analizaremos por tanto dos techos de potencia y generación fotovoltaica: integrada en edificación e instalaciones con seguimiento azimutal. Respecto a la orientación de los módulos fotovoltaicos, en los edificios asumiremos instalaciones en cubierta con una inclinación cercana a la óptima (30°) y mirando al sur, instalaciones en fachadas verticales mirando al sur, e instalaciones en fachadas verticales mirando a SE/SW e incluso a E/W. Para las huertas solares asumiremos instalaciones con seguimiento azimutal. Esta variedad de orientaciones, además de representar mejor la situación real, contribuye a aumentar la regularidad de la generación fotovoltaica total y reducir su pico, con lo que facilita su incorporación en el sistema de transporte eléctrico actual.

5.3.2.1. Fotovoltaica integrada en edificios

En (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003) se presenta un análisis de las posibilidades de la fotovoltaica integrada en los edificios de viviendas, basada fundamentalmente en datos del censo de Población y Viviendas 1991 del INE. En esta referencia se considera el potencial de la fotovoltaica integrada en edificios residenciales con un factor de ocupación del 50% de sus tejados y un 5% de sus fachadas, proporcionando un área neta disponible para instalación de módulos fotovoltaicos de unos 444 km² a nivel nacional, y concluyendo que el desarrollo de esta superficie permitiría generar a nivel peninsular unos 74 TW.h/a, constituyendo del orden del 40% de la demanda eléctrica total y del 170% de la demanda eléctrica en las viviendas.

Pero sin embargo, el potencial real es considerablemente superior al mostrado en (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003) debido a los siguientes motivos:

- En esta referencia se consideran sólo los edificios de viviendas, no considerando por tanto los edificios no residenciales. De hecho, en el próximo Código Técnico de la Edificación, los únicos edificios con alguna obligación de instalar módulos fotovoltaicos son los no residenciales.
- Gran crecimiento de la superficie de viviendas, y de edificios en general desde la fecha de los datos empleados en esta referencia hasta la actualidad. Es más, las elevadas tasas de crecimiento actuales de la superficie edificada conducirán para el año objetivo (2050) a una superficie edificada considerablemente superior a la actual.
- Consideración de bajos porcentajes de aprovechamiento, especialmente en fachadas. El crecimiento del mercado de la integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos permite anticipar una mayor posibilidad de integración de módulos en la estructura de los edificios, explotando las posibilidades de las fachadas sur y de las de otras orientaciones. Por otro lado, la progresiva entrada en escena de un urbanismo bioclimático, mediante el cual la planificación de los edificios se lleva a cabo incorporando criterios energéticos, favorecerá la existencia de mayores superficies expuestas a buena insolación.
- La mejora de la tecnología fotovoltaica permite la instalación de una mayor potencia por unidad de superficie.

Por todos estos motivos hemos procedido a desarrollar un análisis encaminado a evaluar el potencial de la fotovoltaica integrada en edificios para el año objetivo de nuestro análisis (2050).

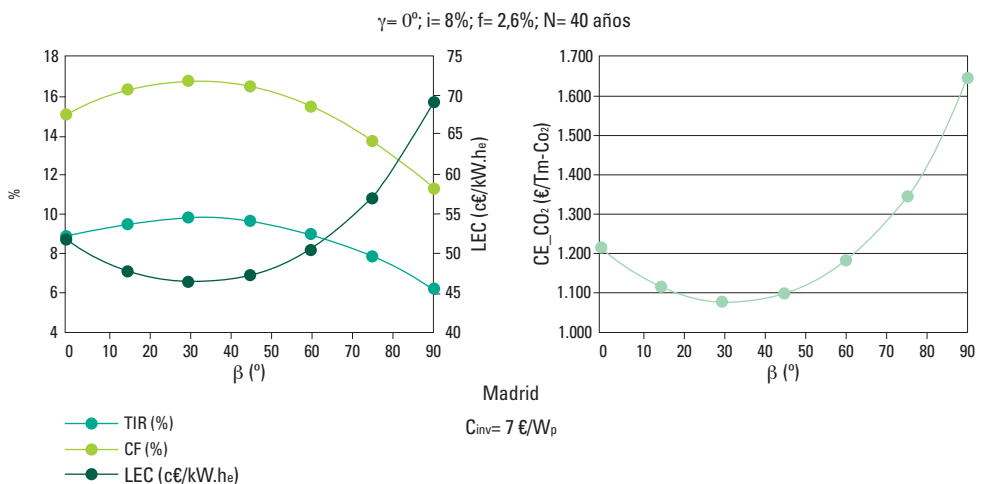
Respecto a la tecnología fotovoltaica hemos adoptado las prestaciones de módulo e inversor consideradas como representativas de la vida útil de la instalación en el año objetivo. Como ya comentamos anteriormente, estos valores son considerablemente conservadores, en el sentido de que cabe esperar para el 2050 rendimientos considerablemente superiores de los sistemas fotovoltaicos. La valoración de las actuaciones del sistema fotovoltaico que hemos realizado incluye las prestaciones de módulo e inversor anteriormente presentadas, teniendo en cuenta los efectos de temperatura de operación sobre las actuaciones del módulo. Para el inversor hemos considerado un rendimiento medio igual al rendimiento europeo, y hemos añadido unas pérdidas adicionales del 5% por disponibilidad de la instalación y de un 3% por otros factores. Para la irradiación sobre horizontal hemos considerado los valores de los años meteorológicos tipo anteriormente presentados, empleando el modelo de Klein-Theilaker para evaluar la radiación total sobre superficie incli-

nada. Los cálculos de las actuaciones solares se han realizado a nivel provincial.

En el Gráfico 178 mostramos, para una superficie orientada al sur en Madrid y en función del ángulo de inclinación de la misma, el factor de capacidad (CF), el coste de la electricidad (LEC), la tasa interna de retorno (TIR) bajo el esquema de retribución actual a la fotovoltaica dentro del régimen de generación especial, y los costes de eliminación de CO₂. Los resultados se muestran para el coste actual de la tecnología (7 €/Wp). [Ver Gráfico 178].

Como puede observarse, el ángulo óptimo de inclinación de una superficie orientada al sur está entorno a 30°, valor que adoptaremos como representativo de los módulos fotovoltaicos integrados en cubierta en toda la geografía peninsular. Con los costes actuales de la tecnología, incluso con la orientación óptima nos encontramos con LEC elevados, que incluso con la elevada tarifa de venta actual

Gráfico 178 CF, LEC, TIR y CE_{CO₂} de una instalación fotovoltaica orientada al sur en Madrid en función del ángulo de inclinación, y para el nivel de costes actual



182 proporcionan una TIR modesta. Al emplazar la superficie de captación en una fachada sur ($\beta = 90^\circ$), el LEC sube significativamente y la TIR cae a valores muy bajos. Con los costes proyectados para el horizonte considerado, los LEC alcanzados, incluso al integrar los módulos fotovoltaicos en una fachada sur vertical ($\beta = 90^\circ$), ya quedan por debajo de los costes de la electricidad actuales para el consumidor final.

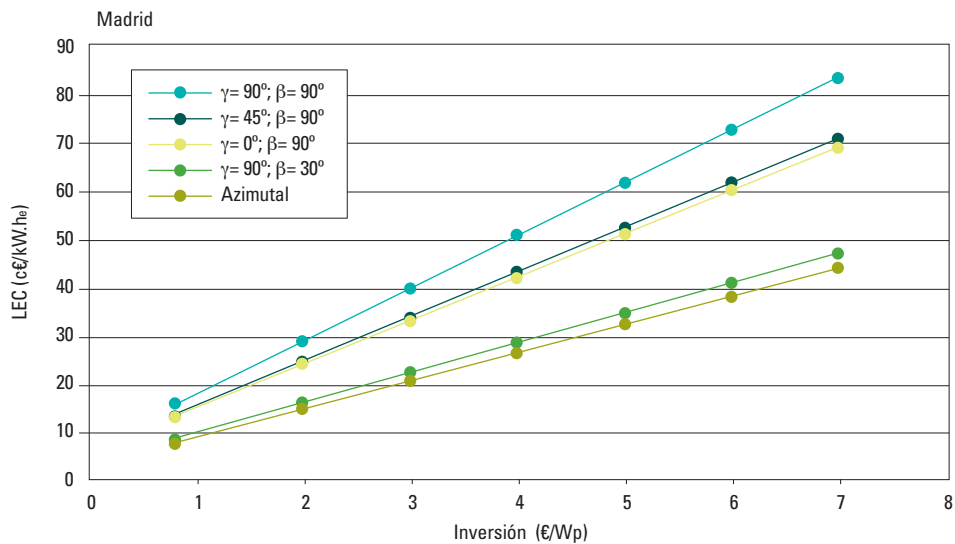
En el Gráfico 179 mostramos para el caso de instalaciones en Madrid, el LEC como función del coste de inversión total del sistema fotovoltaico (en el rango desde el valor actual hasta un valor representativo del escenario 2050), y para distintas orientaciones susceptibles de ser empleadas. [Ver Gráfico 179].

Como podemos ver, la situación más favorable corresponde al seguimiento azimutal, que será la orientación considerada para las

huertas solares. Sin embargo, las actuaciones técnico-económicas de los módulos fotovoltaicos integrados en cubierta con inclinación de 30° son muy cercanas a las correspondientes a las instalaciones con seguimiento azimutal (menor generación energética, pero menor coste). Teniendo en cuenta que las instalaciones integradas en los edificios no compiten en área disponible con otras tecnologías renovables, y que el nivel de costes de las instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal está en el rango superior del disponible con otras tecnologías renovables para el año 2050, daremos prioridad a la integración arquitectónica, limitando las huertas solares a la consecución de un cierto nivel objetivo de kWp/habitante por los motivos anteriormente expuestos.

Al pasar de la orientación óptima en cubierta a la integración en distintas fachadas,

Gráfico 179 LEC de instalaciones fotovoltaicas emplazadas en Madrid, en función del coste de inversión de las mismas y para distintas orientaciones



podemos ver cómo las actuaciones técnico-económicas empeoran significativamente. Sin embargo, una vez más, esta superficie disponible no compite con ninguna otra tecnología renovable, por lo que su aprovechamiento con fines energéticos parece adecuado, máxime con la estructura de costes que cabe esperar para el 2050, con la cual vemos que las actuaciones técnico-económicas de estas otras orientaciones de integración arquitectónica se mantienen dentro de un rango aceptable. De hecho, podemos ver en los gráficos anteriores cómo pasar de la integración arquitectónica en una fachada sur a la integración en una fachada desviada 45° respecto al sur tiene un impacto relativamente muy pequeño sobre sus actuaciones técnico-económicas. La integración en fachadas E o W ya supone una pérdida significativa de actuaciones técnico-económicas respecto al integración en fachada S, pero aún con todo, esta pérdida sigue siendo relativamente pequeña en comparación con la sufrida al pasar de integración en cubierta con pendiente óptima a integración en fachada S. Por tanto, las orientaciones E y W también se considerarán para evaluar el techo de potencia fotovoltaica integrada. Sin embargo, al alejarnos de la orientación S, las sombras sobre las superficies captadoras en un ambiente urbano es de esperar que sean considerablemente superiores, aspecto que retendremos en la evaluación considerando unos coeficientes de aprovechamiento más bajos de las fachadas en las orientaciones alejadas del sur.

Para determinar los techos de potencia instalada y generación es necesario conocer una proyección de la superficie edificada y la tipología de los edificios. Y es precisamente aquí donde aparece la mayor indeterminación. La

información sobre edificación está tremendamente dispersa entre el INE y el Ministerio de Fomento. Las estadísticas recogidas no son las más adecuadas para la evaluación del potencial fotovoltaico, y no siempre están fácilmente accesibles. En el INE está disponible ya la siguiente edición del censo de población y vivienda (2001) desde la realización del estudio de (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003), que usaron el del 1991. Sin embargo, y a pesar de la posibilidad de realizar búsquedas varias de la información disponible en el censo, los servidores del INE están totalmente saturados, lo cual imposibilita realizar un análisis con detalle de la información contenida en este censo del 2001 (que de cualquier forma está limitada a los edificios residenciales).

A pesar de todo esto, dado el elevado crecimiento que ha experimentado la superficie edificada en nuestro país, resulta imprescindible realizar una actualización y proyección de la superficie de edificios disponibles para valorar correctamente este techo de potencia. Tal y como podemos ver en el Gráfico 180, las viviendas visadas en el periodo 1992-2000 han sido en algunas regiones superiores al 50% del parque censado en el 1991. *[Ver Gráfico 180].*

El parque de edificios no residenciales también proporciona una superficie significativa para la integración de la fotovoltaica, y además es el único en el que esta integración va a resultar obligatoria en el marco del nuevo Código Técnico de la Edificación. En el Gráfico 181, generada a partir de los datos de la publicación (Ministerio de Fomento, "Obras en edificación," 2001), podemos observar por un lado el importante ritmo de crecimiento de la superficie edificada en los

Gráfico 180 Crecimiento de las viviendas desde el censo de 1991. Viviendas visadas en el periodo 1992-2000 respecto a las censadas en 1991. (Ministerio de Fomento, 2001)

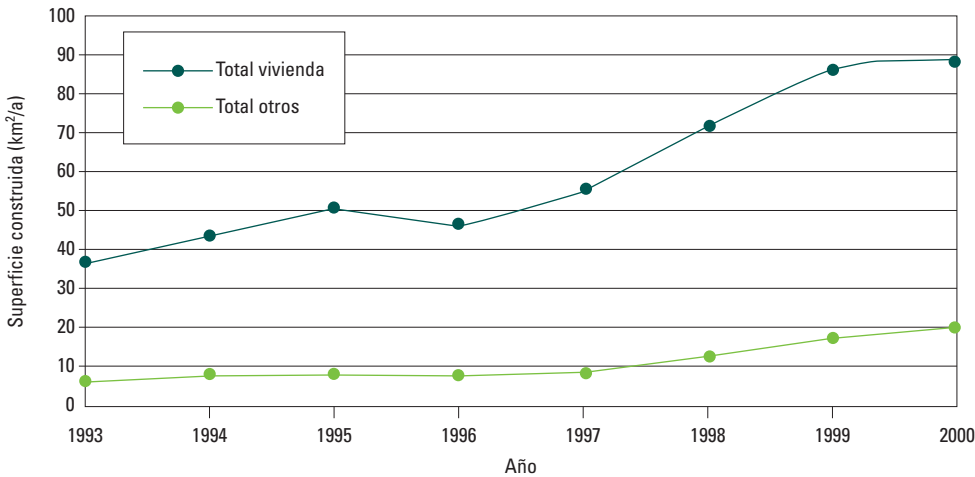


años desde el último censo de vivienda, situándose para las viviendas en la actualidad por encima de los 90 km²/año, y por otro lado, el papel significativo de los edificios no residenciales. Es más, esta información, procedente de los Colegios de Aparejadores y Arquitectos Técnicos, es completa

en cuanto a lo que a viviendas se refiere, pero no en cuanto a edificios no residenciales, que no siempre incorporan la participación de un aparejador. Por tanto, las tasas de crecimiento de los edificios no residenciales son incluso superiores a las mostradas. [Ver Gráfico 181].

En la serie de “Edificación y Vivienda” del Ministerio de Fomento (y anteriormente del MOPT) es donde se encuentra una información más adecuada para el análisis requerido, si bien lejos de ser perfecta. Esta serie, basada en las licencias de obra municipales, se inicia entorno a 1991, y proporciona anualmente desde entonces información sobre las características de los edificios construidos. Si bien con errores y no siempre disponible, esta serie es la que hemos empleado para, elaborando los datos proporcionados, realizar una aproximación de la evolución de las superficies de cubierta y fachada en los edificios construidos.

Gráfico 181 Tasas de crecimiento anual de la superficie edificada en el sector residencial y en el de servicios (Ministerio de Fomento, 2001)

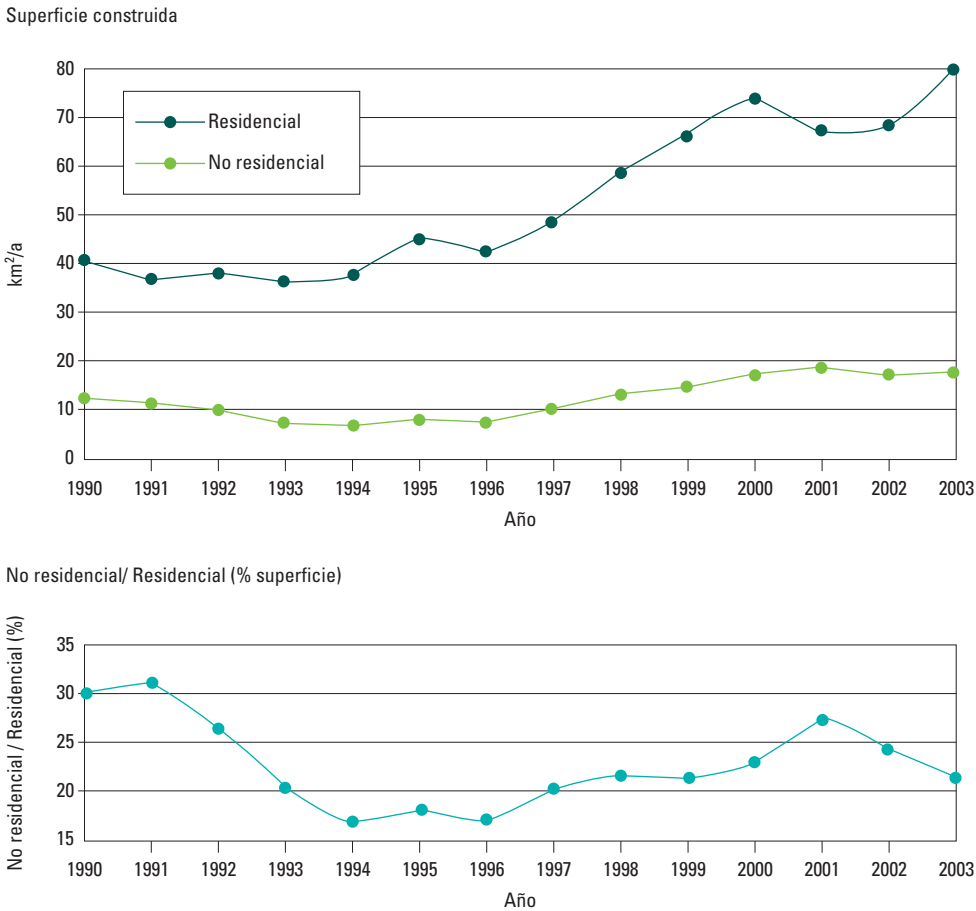


En el Gráfico 182 mostramos la evolución de la superficie construida anualmente desde el inicio de la serie “Edificación y Vivienda” hasta la actualidad, tanto en los edificios residenciales como en los no residenciales. Como podemos ver, la superficie de edificios no residenciales se sitúa entorno a un 20-25% de la residencial, suponiendo por tanto una contribución importante a

la disponibilidad de superficie para la integración fotovoltaica. [Ver Gráfico 182].

En el Gráfico 183 mostramos el resultado de elaborar los datos de la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento para estimar la evolución nacional anual del crecimiento de la superficie de cubierta y de una fachada (asumiendo que el edificio tiene 4

Gráfico 182 Evolución de la superficie edificada en residencial y servicios a lo largo de los últimos 12 años. (Datos extraídos de la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento)



fachadas iguales). Como podemos ver, en los edificios residenciales durante los últimos años el incremento en la superficie de una fachada (para la integración arquitectónica consideramos 3) ha superado al de cubierta, reflejo del incremento de la altura media de los edificios residenciales. De ahí la importancia de considerar la integración arquitectónica también en fachadas. Por el contrario, en los edificios no residenciales, la menor altura hace que la superficie de cubierta sea mayor que la de fachadas (que a pesar de todo sigue siendo significativa, sobre todo al tener en cuenta que puede llegar a integrarse en 3 fachadas). [Ver Gráfico 183].

Puesto que la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento se inicia en 1990, no se dispone de un censo de los edificios no residenciales existentes en esas fechas. Hemos empleado las tasas de crecimiento anual registradas en los últimos años para extrapolar la relación entre las superficies de tejado y fachada de edificios no residenciales existentes en 1991 a partir de los datos

deducidos del censo de viviendas en este año. En el Gráfico 184 mostramos los datos empleados. [Ver Gráfico 184].

Además de las tasas de crecimiento en la superficie de cubierta y fachada, para poder evaluar las superficies actualmente disponibles es preciso tener en cuenta la demolición de edificios. En el Gráfico 185 mostramos la evolución, tanto en número de edificios como en superficie, entre las obras de rehabilitación y las nuevas, así como entre las demoliciones y las obras nuevas. Como podemos observar, en términos de superficie, la demolición va creciendo a lo largo del tiempo, tendencia que cabe esperar que se prolongue hasta un punto en que el parque de edificios se estabilice, compensando la actividad de construcción de obra nueva a la de demolición. [Ver Gráfico 185].

En el Gráfico 186 mostramos los ratios rehabilitación/obra nueva y demolición/obra nueva en el año 2003 a nivel de Comunidades Autónomas. Como puede observarse,

Gráfico 183 Evolución del crecimiento anual de la superficie de cubierta y de una fachada en edificios residenciales y no residenciales. (Datos elaborados a partir de los proporcionados en la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento)

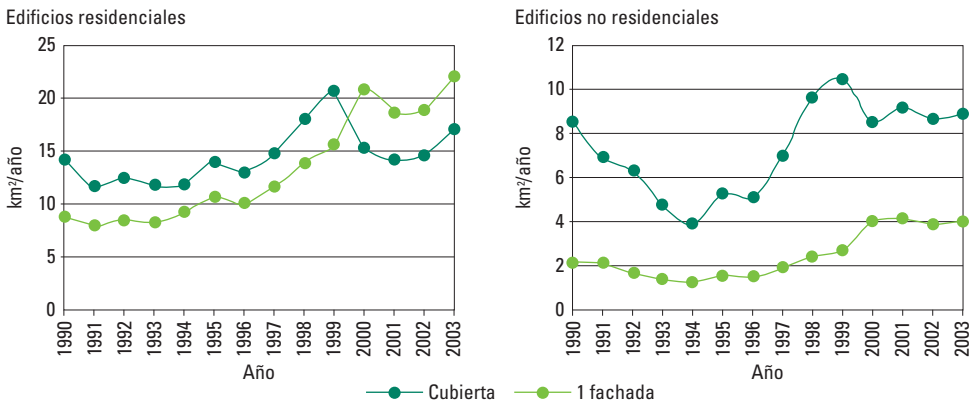
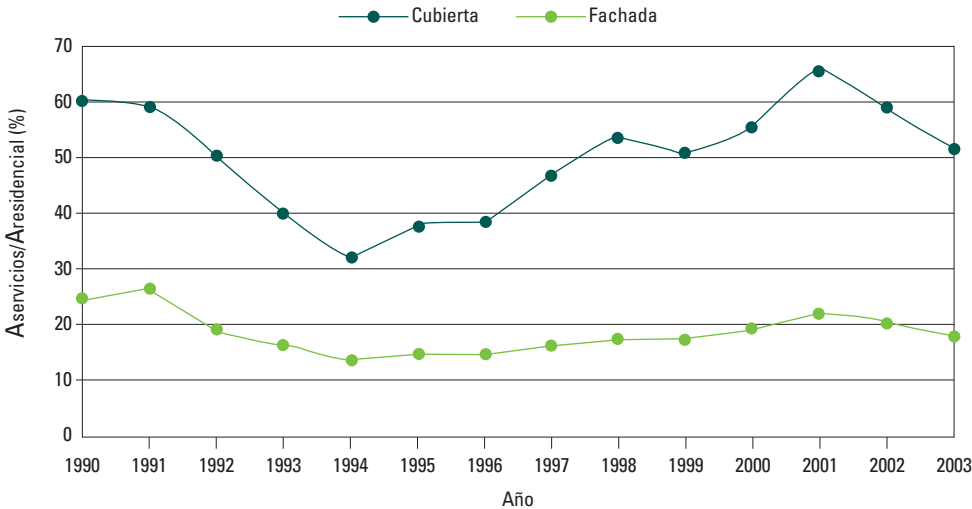


Gráfico 184 Evolución del ratio entre edificios no residenciales y residenciales del área de cubierta y fachada desde 1990 hasta 2003. (Datos elaborados a partir de los proporcionados en la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento)



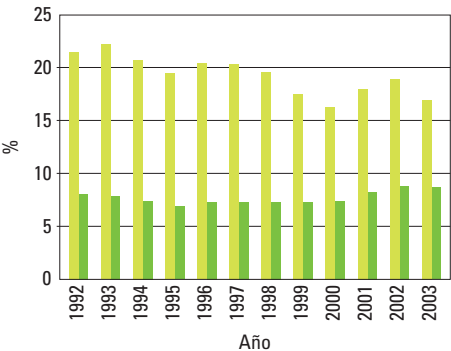
existe una gran variación entre las distintas CC.AA. [Ver Gráfico 186].

El punto de partida del análisis realizado ha sido la superficie de cubierta y fachada dispo-

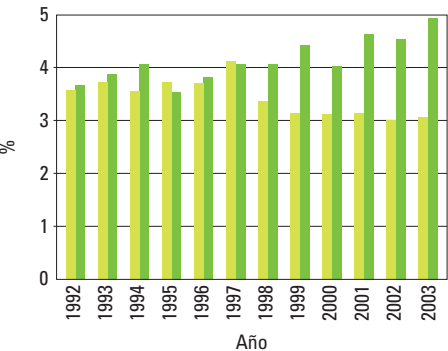
nible en edificios de viviendas, basada en el censo de población y vivienda de 1991 del INE, y elaborada por (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003) para estimar la superficie de cubierta y fachada. En el Gráfico 187

Gráfico 185 Evolución de los ratios rehabilitación/obra nueva y demolición/obra nueva. (Datos extraídos de la serie “Edificación y Viviendas” del Ministerio de Fomento)

Número de edificios

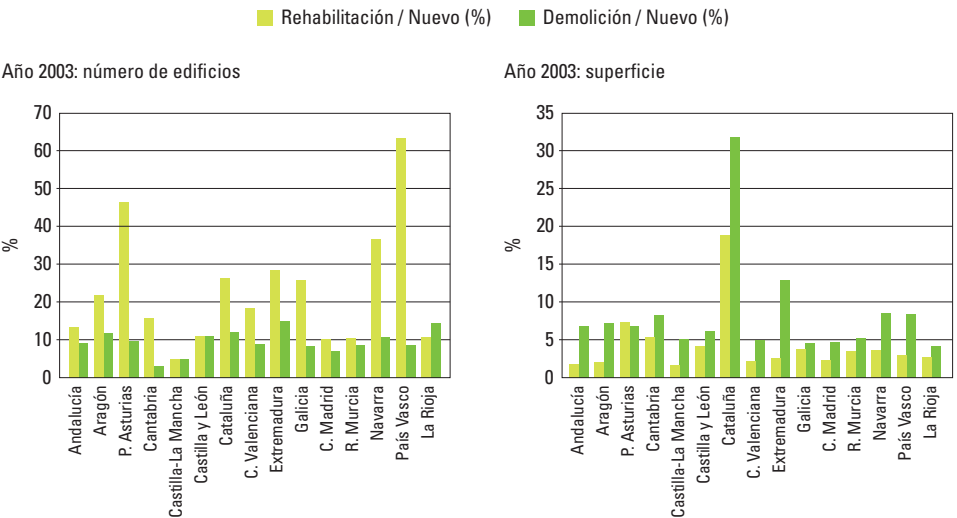


Superficie



■ Rehabilitación / Nuevo (%) ■ Demolición / Nuevo (%)

Gráfico 186 Ratios rehabilitación/obra nueva y demolición/obra nueva por Comunidades Autónomas en el año 2003. (Ministerio de Fomento, 2004)



mostramos la distribución por CC.AA. de esta superficie bruta. [Ver Gráfico 187].

A continuación, y siguiendo los criterios anteriormente expuestos, hemos complementado esta superficie con la correspondiente a edificios no residenciales, obteniendo la siguiente distribución por CC.AA. en 1991 de superficie de cubierta y fachada de todos los edificios. [Ver Gráfico 188].

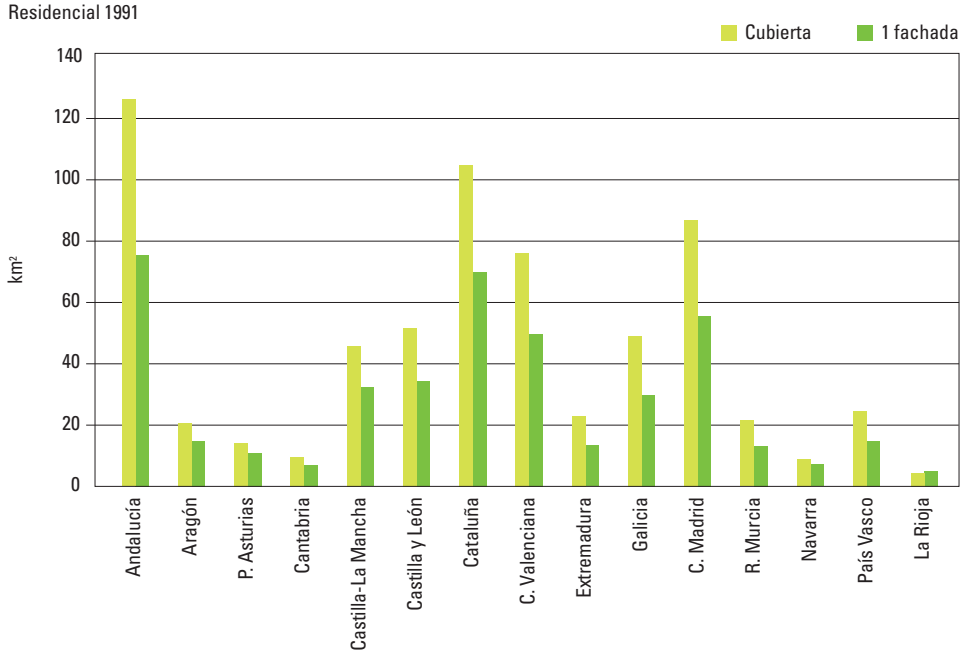
Posteriormente, y a partir de la evaluación y procesado de las tasas de crecimiento y demolición anual de edificios residenciales y no residenciales, hemos procedido a actualizar la superficie disponible para integración arquitectónica en cubierta y en una fachada de todos los edificios por CC.AA. hasta el último año en el que se dispone de datos (2003). En el Gráfico 189 mostramos los resultados obtenidos. [Ver Gráfico 189]. Sin embargo, y dadas las tasas de creci-

miento actual de la superficie edificada, es preciso realizar una extrapolación de los datos registrados hasta la fecha con el fin de poder valorar la superficie disponible para la integración arquitectónica en el 2050.

En el Gráfico 190 mostramos las tasas de crecimiento anual de las superficies de tejado y fachada a nivel nacional y por sectores (residencial/no residencial). Como puede observarse, las tasas de crecimiento actuales son elevadas, y si bien en lo referente al crecimiento de la superficie de cubierta parecen haberse estabilizado, en lo que concierne a la superficie de fachada presentan una tenencia creciente (reflejo del incremento de altura de los edificios). [Ver Gráfico 190].

En los Gráficos 191 y 192 mostramos la misma información a nivel de CC.AA. Seguimos apreciando una estabilización en las tasas de crecimiento de cubierta y una

Gráfico 187 Superficie de cubierta y fachada disponible en los edificios residenciales en 1991, elaborada a partir del censo de población y vivienda del INE de 1991 por (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003)

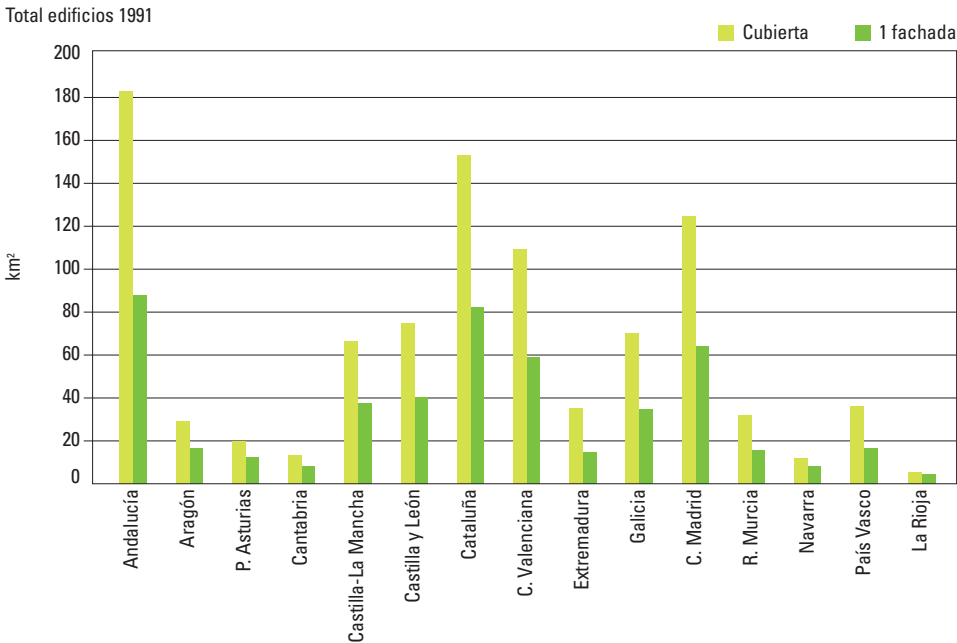


tendencia al crecimiento en las de fachada. Pero sobre todo se observa una gran dispersión de los resultados entre las distintas CC.AA. [Ver Gráficos 191 y 192].

Esta situación recomendaría realizar una extrapolación de las tasas de crecimiento específicas de cada Comunidad. Sin embargo, por las limitaciones de información disponible, y por coherencia con las demás extrapolaciones realizadas en el contexto de este estudio, vamos a adoptar la hipótesis conservadora de que la evolución del 2003 al 2050 va a venir gobernada por una tasa de crecimiento anual de cubierta y otra de fachada aplicables a todas las CC.AA., y extrapoladas a partir de las tasas medias a nivel peninsular registradas hasta el 2003. En efecto, esta

hipótesis es conservadora, pues cabría esperar que las CC.AA. que hasta la fecha han registrado un menor crecimiento de la superficie construida, en el futuro mantengan durante más tiempo tasas de crecimiento superiores a las de otras CC.AA. que ya se encuentren saturadas. Pero la falta de datos al respecto y el carácter conservador sobre las hipótesis de los escenarios que nos hemos marcado en el marco de este proyecto, nos conducen a adoptar unas tasas de crecimiento homogéneas para todas las CC.AA. En el Gráfico 193 mostramos la extrapolación adoptada de las tasas de crecimiento actuales de superficie de cubierta y fachada hasta el 2050. Como vemos, las tasas de crecimiento extrapoladas, mantienen las tendencias actuales tendiendo a igualarse con el paso del

Gráfico 188 Superficie de cubierta y fachada disponible por CC.AA. en los edificios residenciales y no residenciales en 1991



tiempo (estandarización tipo edificios) y a anularse entorno al 2045, año en el que consideramos que estará estabilizado el parque de edificios, equilibrando las obras nuevas a las demoliciones de edificios. [Ver Gráfico 193].

Aplicando estas tasas de crecimiento llegamos a la siguiente distribución por CC.AA. de superficies de tejado y una fachada del total de edificios (residencial y no residencial) para el año 2050. El total peninsular acumulado en 2050 es de 1.799 km² de cubierta y 1.430 km² de una fachada. [Ver Gráfico 194].

El siguiente paso para valorar los techos de potencia instalada es asignar unos factores de utilización de las superficies disponibles de techo y fachada para la integración fotovoltaica.

Estos factores engloban tanto los requerimientos de superficies para otros usos, como las disponibilidades por sombreado desde otros edificios, y la ocurrencia de dichas orientaciones.

Respecto a los requerimientos para otros usos cabe citar, además de los requerimientos para instalación de otros servicios del edificio, los asociados a disponibilidad de huecos para acristalamiento y la integración de energía solar térmica para cubrir parte de la demanda de energía térmica. En este sentido, el desarrollo de la tecnología y de sus opciones de integración arquitectónica es muy posible que reduzca estas limitaciones, ofreciendo productos que sustituyan completamente a otros elementos

Gráfico 189 Superficie de cubierta y fachada disponible por CC.AA. en los edificios residenciales y no residenciales en 2003

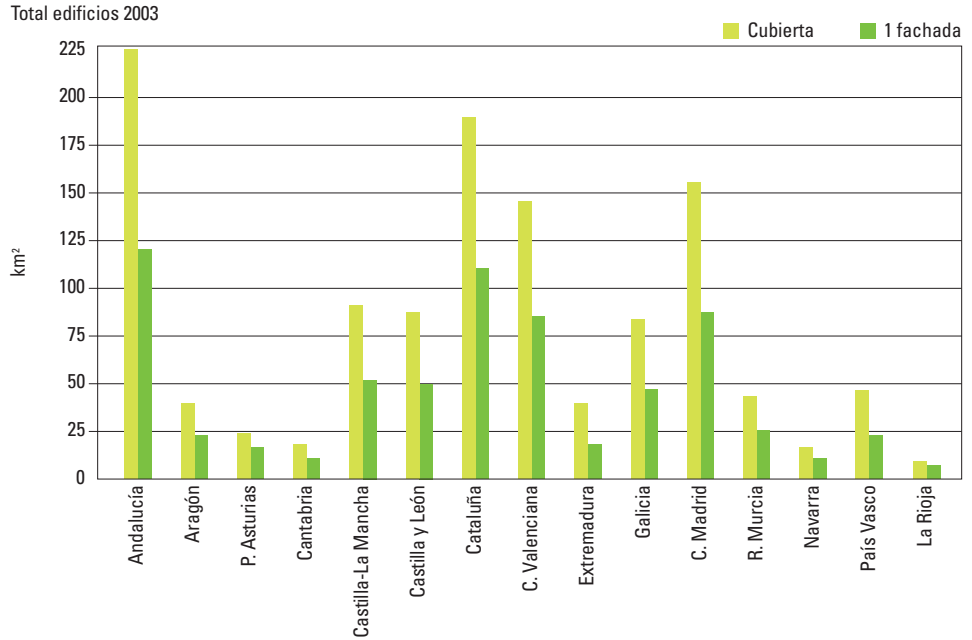
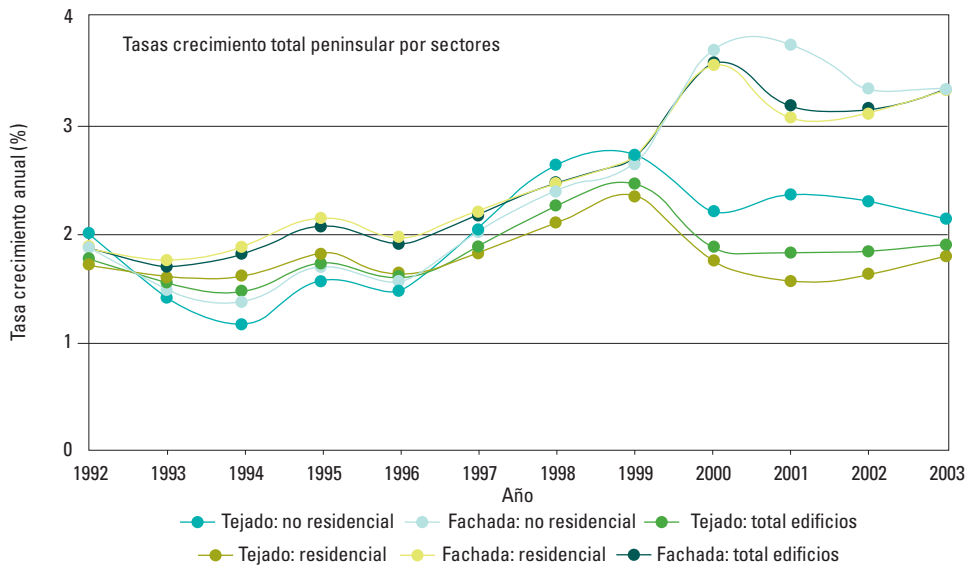
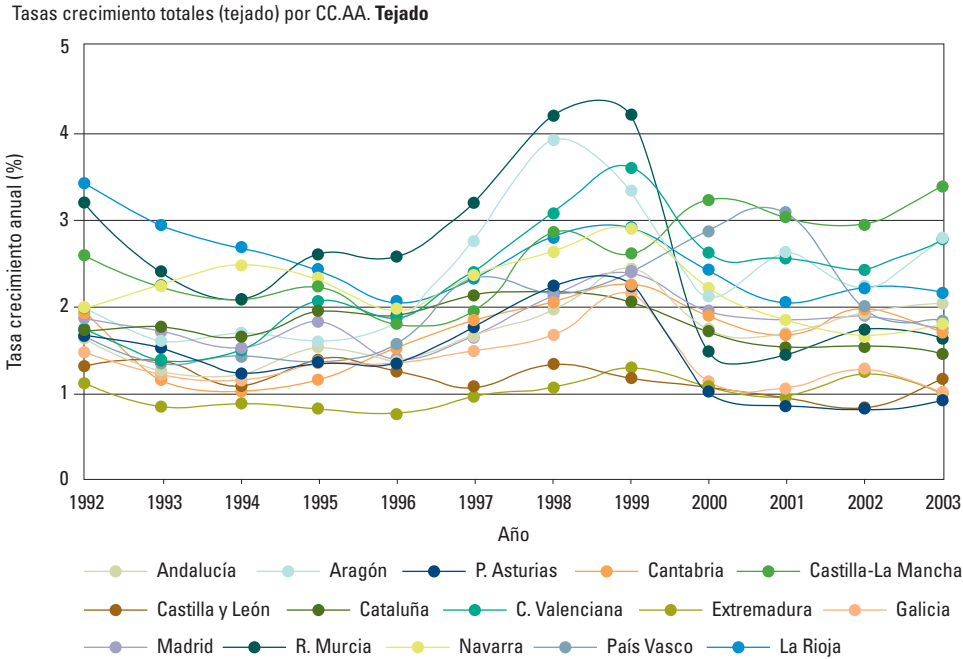


Gráfico 190 Evolución de las tasas de crecimiento anual de las superficies de tejado y fachada a nivel nacional, diferenciando entre edificios residenciales y no residenciales



192 **Gráfico 191** Evolución de las tasas de crecimiento anual de las superficies de tejado a nivel de CC.AA.



constructivos, e incluso que puedan desarrollar parte de las funciones de los huecos acristalados actuales sustituyendo a los acristalamientos con control solar. Así mismo, es lógico pensar en un mayor desarrollo de los colectores térmico-fotovoltaicos que implementen ambas funciones en un mismo colector, de tal forma que ya se eliminaría la competencia por disponibilidad de superficie entre estas dos tecnologías. De todas formas, el desarrollo de una gran superficie de captación térmica en nuestro país está fuertemente asociado al desarrollo de la tecnología de absorción para refrigeración solar, y tal como se apunta en (García-Casals X., 2005), con las perspectivas actuales, probablemente resulte más viable desarrollar esta función con electricidad de origen renovable que con captadores fototér-

micos, en cuyo caso, el requerimiento de captadores solares térmicos integrados en la edificación sería exclusivamente para producción de ACS, dejando la mayor parte de la superficie de integración existente disponible para la tecnología fotovoltaica.

Los factores de utilización empleados en (Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., 2003) fueron de 50% para tejados y 20% para fachada sur, siendo nulos el resto de fachadas, es decir, el factor de utilización del total de superficie de fachada disponible fue del 5%. Nosotros vamos a considerar unos factores de utilización para el 2050 superiores a estos valores. Por un lado, en base a las actuaciones técnico-económicas anteriormente presentadas, vamos a añadir la posibilidad de emplear para la integración

Gráfico 192 Evolución de las tasas de crecimiento anual de las superficies de fachada a nivel de CC.AA.

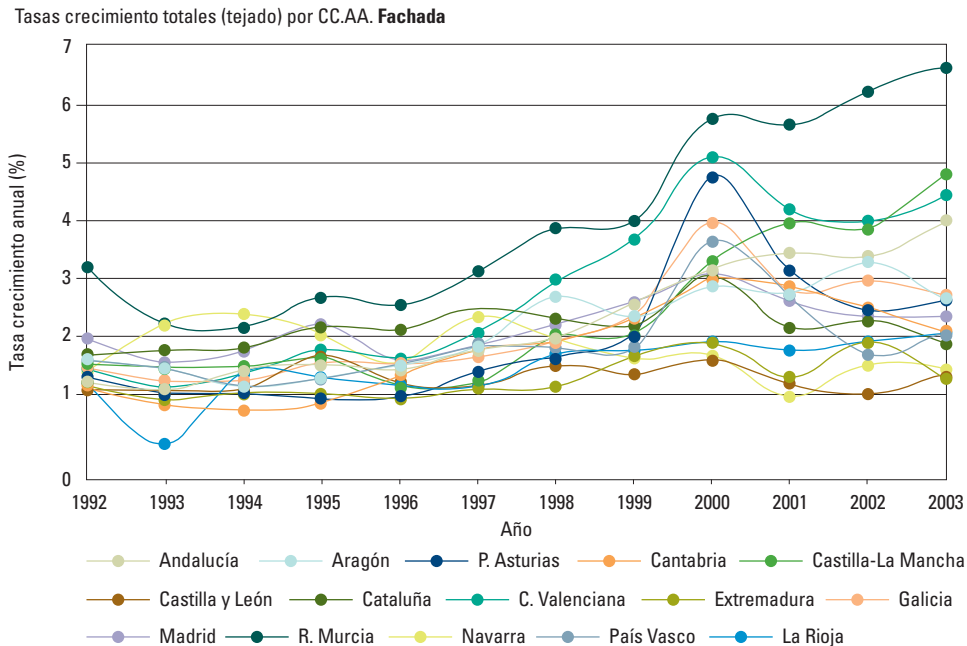


Gráfico 193 Evolución de las tasas de crecimiento neto medias peninsulares hasta el 2003 y extrapolación hasta 2050

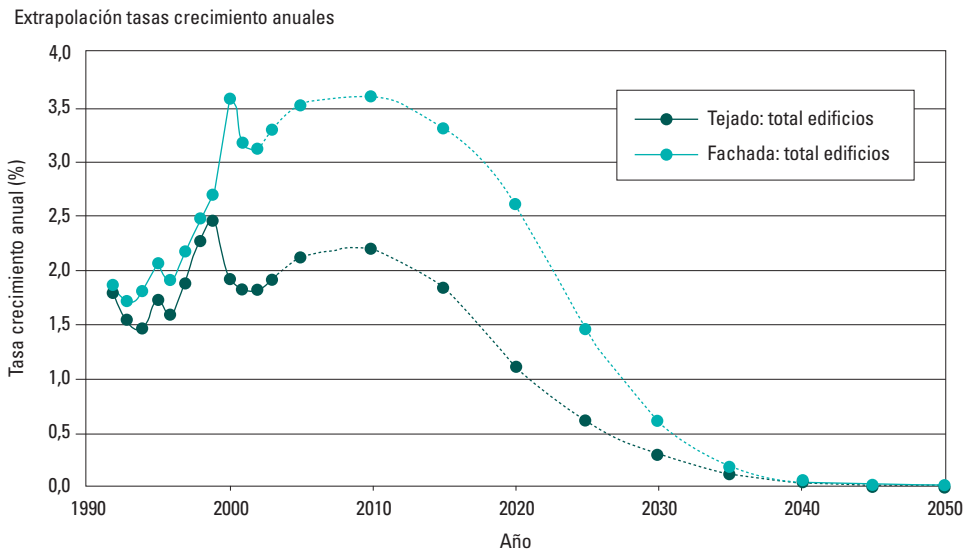
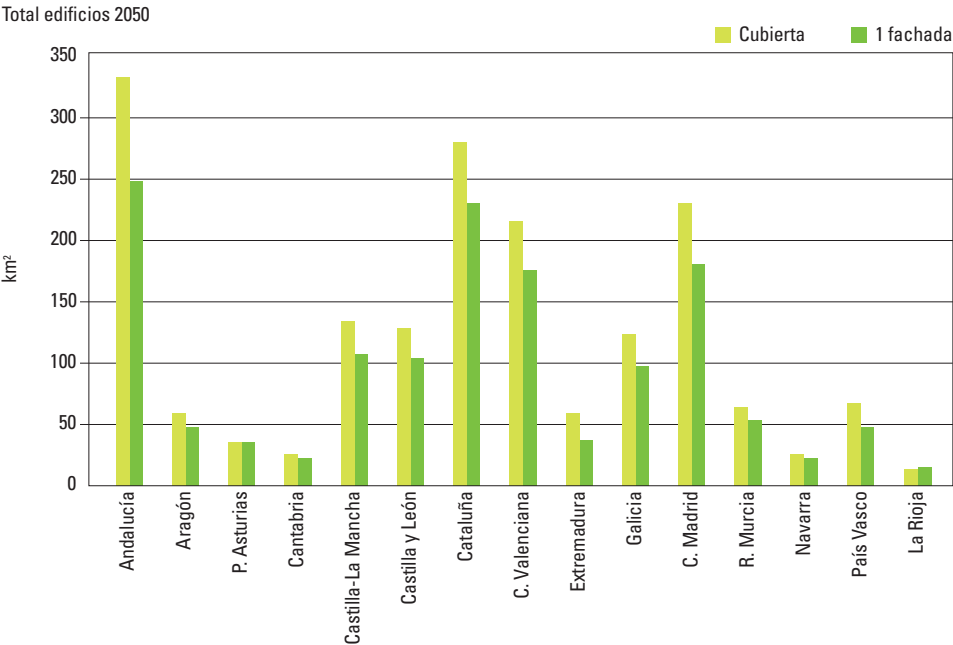


Gráfico 194 Disponibilidad de áreas de cubierta y una fachada por CC.AA. en el año 2050



fotovoltaica otras fachadas además de la sur. En concreto admitiremos integración en las fachadas S, SE, SW, E y W. Además de aumentar el techo de potencia y generación eléctrica con esta tecnología, como ya indicamos anteriormente, la integración en múltiples fachadas presenta la ventaja de homogeneizar más la curva de producción fotovoltaica diaria, reduciendo el pico al medio día solar y aumentando la generación por las mañanas y tardes. Por otro lado, admitiremos mayores factores de utilización por considerar que para el 2050 estarán más establecidos los criterios de urbanización bioclimática (planteamientos urbanísticos teniendo en cuenta el aprovechamiento energético en los edificios), y una mayor disponibilidad de tecnología de la integración arquitectónica. Respecto a las fachadas verticales, los factores de utilización se irán

reduciendo a medida que nos alejamos de la orientación sur por el mayor impacto de las sombras de los demás edificios con las menores alturas solares asociadas a esas orientaciones. De forma global, seguimos considerando que los factores de utilización que hemos considerado son conservadores respecto a lo que cabría esperar para el 2050. Los factores de utilización adoptados son los que figuran en la Tabla 24.

En estas condiciones, el potencial de potencia fotovoltaica a integrar en la edificación en la España peninsular es de 494,5 GWp, que con la población proyectada para el 2050 equivale a 12,9 kWp/habitante. Como vemos, el potencial de la fotovoltaica integrada en la edificación es realmente elevado. En los Gráficos 195 y 196 mostramos la distribución por CC.AA. de

Tabla 24 Factores de utilización para la integración fotovoltaica en la edificación

Orientación	Factor de utilización (%)
Cubierta	60
Fachada S	50
Fachada SE	25
Fachada SW	25
Fachada E	15
Fachada W	15

esta potencia techo, así como de los valores asociados de potencia fotovoltaica integrada en edificación per cápita (referido a la población por CC.AA. en el 2050). [Ver Gráficos 195 y 196].

Es conveniente resaltar un aspecto fundamental que a nuestro juicio confiere un carácter conservador a estos resultados. A la vista de los gráficos anteriores se ve claramente cómo aquellas CC.AA. con mayor techo de potencia fotovoltaica son las actualmente más pobladas, de mayor actividad económica en el sector servicios, y actualmente más “desarrolladas” en términos de actividad urbanística (lo cual les confiere un mayor número de edificios). Esto es una consecuencia directa de las hipótesis adoptadas relativas a la distribución de población y proyección de tasas de crecimiento de la edificación hacia el año objetivo (2050), en las que por falta de información adicional y adoptando una aproximación conservadora hemos asumido un escenario “business as usual”. Realmente cabría esperar que de cara al 2050 la población se distribuyera más homogéneamente en el territorio, y que se iniciara una mayor actividad en el sector terciario en las CC.AA. que hasta la fecha la han tenido menor, por lo que en estas CC.AA. se experimentarían unas tasas de crecimiento de la superficie de edificios superiores a las medias nacionales extrapoladas para la realización de este estudio, y por tanto contarían con un techo de fotovoltaica integrada en la

edificación considerablemente superior al mostrado en estos resultados.

En lo que respecta a la producción eléctrica, el cálculo en base provincial empleando la tecnología fotovoltaica adoptada, proporciona un techo de generación eléctrica en la España peninsular mediante la fotovoltaica integrada en la edificación de 569,3 TW.h/a, que representan un 203% de la demanda eléctrica total para el 2050. En los Gráficos 197 y 198 mostramos la distribución por CC.AA. de este techo de generación eléctrica, así como la cobertura de la demanda eléctrica regional con la tecnología fotovoltaica integrada en la edificación. Como podemos observar, sólo dos CC.AA., Asturias y País Vasco, resultan deficitarias en la cobertura del total de su demanda eléctrica con fotovoltaica integrada en la edificación en caso de desarrollarse este potencial. Estas CC.AA. son de las menos favorecidas en disponibilidad de recurso solar, pero incluso en estas condiciones, el uso de la fotovoltaica en huertas solares con seguimiento azimutal (con una producción eléctrica significativamente superior incluso en estos emplazamientos), o el de otras tecnologías renovables en cuyos recursos estas Comunidades son más favorecidas, permitiría fácilmente cubrir el 100% de la demanda. [Ver Gráficos 197 y 198].

5.3.2.2. Fovotvoltaica con seguimiento azimutal

Como hemos visto anteriormente, la fovotvoltaica integrada en la edificación tiene un

Gráfico 195 Distribución por CC.AA. del techo de potencia fotovoltaica integrada en la edificación

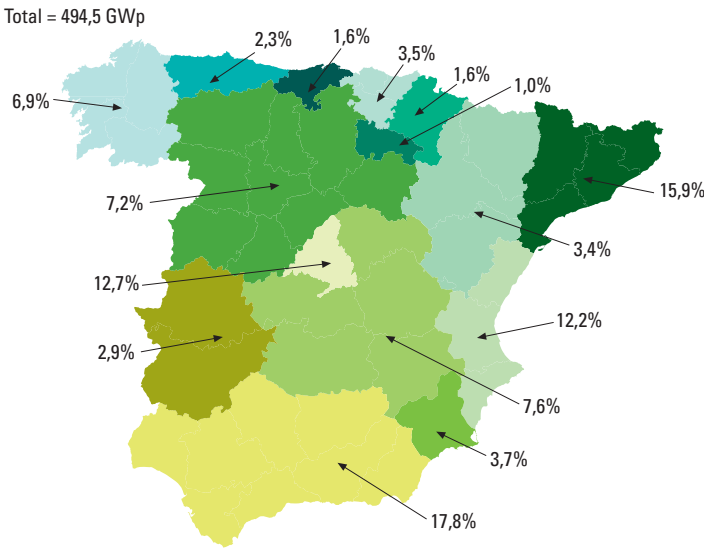


Gráfico 196 Valores del techo de potencia fotovoltaica integrada en la edificación per cápita, referidos a la población proyectada para el 2050

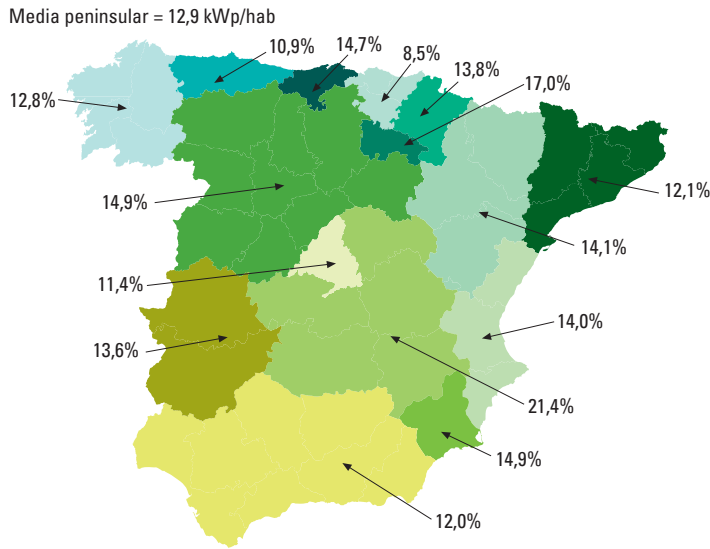


Gráfico 197 Distribución por CC.AA. del techo de generación eléctrica con la fotovoltaica integrada en la edificación (cálculos desarrollados a nivel provincial)

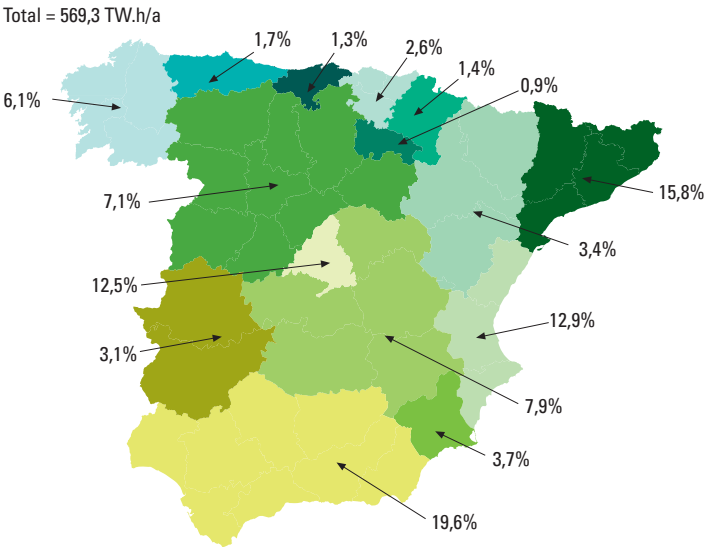
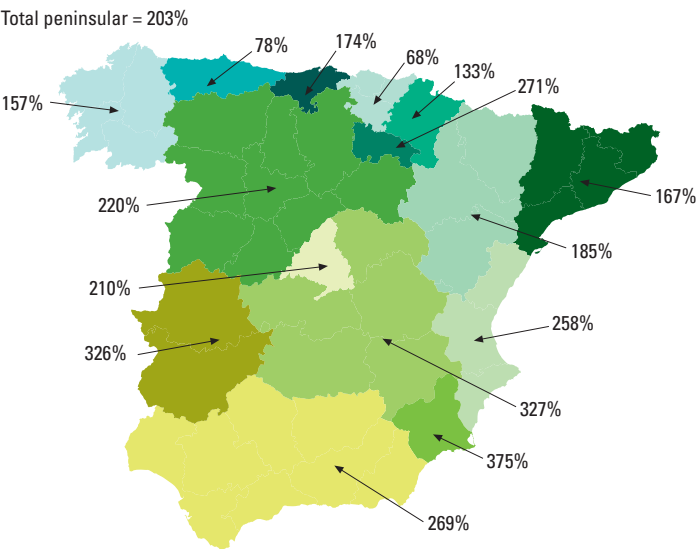


Gráfico 198 Porcentajes de cobertura por CC.AA. de la demanda eléctrica para el 2050 con la generación eléctrica con fotovoltaica integrada en la edificación



potencial muy elevado. Por otro lado, las actuaciones técnico-económicas de la fotovoltaica integrada con orientación óptima son muy parecidas a las de las centrales con seguimiento azimutal, incluso sin tener en cuenta en estas últimas los costes de alquiler del terreno, con la diferencia de que la fotovoltaica integrada generalmente competirá con el precio de compra de la electricidad por el usuario final, mientras que las huertas solares lo harán con el precio del mercado de generación significativamente inferior. Además, las actuaciones técnico-económicas de la fotovoltaica con seguimiento azimutal, incluso con el escenario de costes para el 2050, son peores que las de otras tecnologías renovables con las que por lo general competirá en disponibilidad de terrenos. Por todo ello, a priori puede parecer limitada la aportación que puedan hacer las huertas solares en un escenario de elevada penetración renovable.

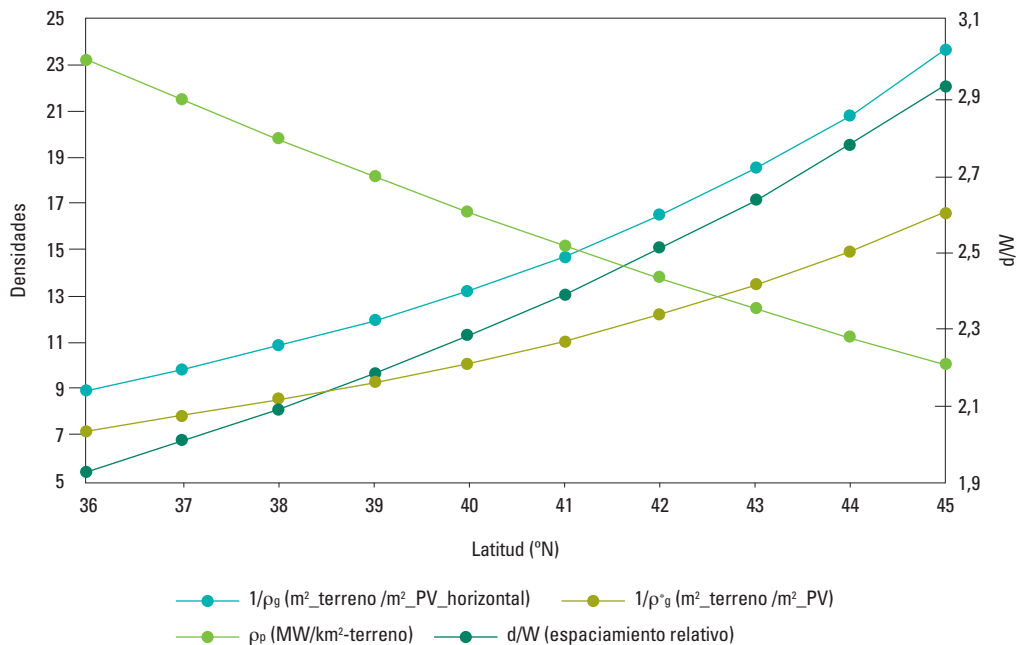
Sin embargo, la consideración de que es posible que haya un porcentaje significativo de la población que no pueda integrar la fotovoltaica en sus edificios, y de que una huerta solar es uno de los esquemas de generación renovable que más fácilmente puede integrar la participación directa del usuario final, junto con el hecho de que en las elevadas latitudes la tecnología que más competirá en disponibilidad de terrenos con las huertas solares, la termosolar, presentará unas actuaciones considerablemente inferiores a las de los emplazamientos de menor latitud por la menor fracción de radiación directa, hacen recomendable incluir una cierta participación de las huertas solares con seguimiento azimutal. Por este motivo vamos a valorar por separado el techo de la fotovoltaica con seguimiento azimutal.

El espaciamiento entre los distintos seguidores es, al igual que en la eólica, una variable a optimizar. Sin embargo, y teniendo en cuenta que no es de esperar que sea necesario apurar el potencial para este tipo de instalaciones por disponer de gran capacidad de generación con otras tecnologías, no hemos procedido a desarrollar esta optimización. Por contra, hemos asumido un dimensionado bastante conservador, imponiendo la limitación de que en un array al tresbolillo con igual espaciamiento en ambas dimensiones, a finales de enero no tengamos sombreado en las direcciones SE y SW. En el Gráfico 199 siguiente mostramos las densidades de ocupación de terreno y potencias resultantes en función de la latitud. *[Ver Gráfico 199].*

Los criterios adoptados para determinar la disponibilidad de terreno para esta tecnología han sido los siguientes:

- Pendientes:
 - Terrenos con pendiente inferior al 3%: válidas todas las orientaciones de la pendiente.
 - Terrenos con pendiente entre el 3% y el 10%: sólo válidas las pendientes con orientación de SE a SW.
 - Terrenos con pendiente superior al 10%: no aptos.
- Restricciones sobre el uso del terreno:
 - Se considera apto el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 1.1.2. Tejido urbano discontinuo (5%).
 - 1.2. Zonas industriales, comerciales y de transportes (5%).
 - 1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción (10%).
 - 1.4. Zonas verdes artificiales no agrícolas (10%).
 - 2.3. Praderas (30%).

Gráfico 199 Densidades de ocupación de terreno y de potencia, así como espaciamientos relativos, resultantes del criterio de dimensionado adoptado



2.4.2. Mosaico de cultivos (5%).

2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural (25%).

3.2.1. Pastizales naturales (100%).

3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos (100%).

3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso (25%).

3.2.3.2. Matorrales subarbusivos o arbustivos muy poco densos (100%).

3.2.4. Matorral boscoso de transición (25%).

3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica (100%).

3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa (100%).

3.3.4. Zonas quemadas (100%).

· Adicionalmente, se considera apto el porcentaje indicado a continuación de las tierras de labor en secano de baja productividad (según nivel de precipitaciones), en las que debido a la baja productividad de la biomasa energética puede resultar más apropiada la instalación de una central de este estilo. Según nomenclatura Corine Land Cover 2000:

2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación = 400 mm/año (50%).

2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación. (400, 600) mm/a (25%).

· No se consideran aptas para la instalación de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal los distintos usos de suelo:

- Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso

formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)
- Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000 (son los complementarios a los anteriores, y por tanto no añaden información):
 - 1.1.1. Tejido urbano continuo.
 - 2.1.2. Terrenos regados permanentemente.
 - 2.1.3. Arrozales.
 - 2.2. Cultivos permanentes.
 - 2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.
 - 2.4.4. Sistemas agroforestales.
 - 3.1. Bosques.
 - 3.2.2.2. Fayal-berzal macaronésico.
 - 3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.
 - 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
 - 3.3.2. Roquedo.
 - 3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
 - 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
 - 4.1. Zonas húmedas continentales.
 - 4.2. Zonas húmedas litorales.
 - 5.1. Aguas continentales.
 - 5.2. Aguas marinas.

En estas condiciones, el potencial peninsular de potencia a instalar con seguimiento azimutal resulta ser de 708,4 GWp, lo cual representa 18,5 kWp/habitante con la población peninsular proyectada para el 2050, con una capacidad de generación eléctrica (evaluada a nivel provincial) de 1.382,2 TW.h/año, esto es, el 493,6% de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050, y un 90,6% de la demanda total de energía proyectada para el 2050, y todo ello ocupando un 8,82% del

territorio peninsular. Por tanto, como vemos el potencial de este tipo de instalaciones, incluso con todas las restricciones sobre usos del suelo impuestas, es elevadísimo. En los Gráficos 200 a 203 mostramos la distribución por CC.AA. de la potencia potencial, de la potencia per cápita y de la generación eléctrica potencial con esta tecnología, referida al total peninsular y referida a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad. Como podemos ver, excepto Asturias, País Vasco, Cataluña y Madrid, el resto de CC.AA. tienen un potencial de fotovoltaica azimutal superior a su demanda eléctrica, llegando a ser en algunas CC.AA. como las dos Castillas, Aragón y Extremadura, muy superior a su demanda eléctrica. Comparando estos resultados con los de la fotovoltaica integrada en la edificación vemos cómo hay una buena complementariedad entre los mismos, de tal forma que las CC.AA. con poca capacidad de fotovoltaica azimutal, por lo general disponen de un mayor parque de edificios y por tanto de un elevado potencial de fotovoltaica integrada en la edificación. *[Ver Gráficos 200, 201, 202 y 203].*

5.3.3. Biomasa

Las aplicaciones energéticas de la biomasa que vamos a considerar en este estudio las vamos a dividir en 5 apartados: residual, cogeneración, cultivos energéticos, cultivos forestales de rotación rápida y aprovechamiento del monte bajo.

El aprovechamiento de la biomasa que planteamos en esta evaluación de techos de potencia es bastante más ambicioso de los que se han hecho hasta la fecha. Además de las biomásas residuales y los cultivos energéticos en tierras de labor habitualmente considerados en otros estudios,

Gráfico 200 Distribución por CC.AA. del potencial de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal. Potencia instalada

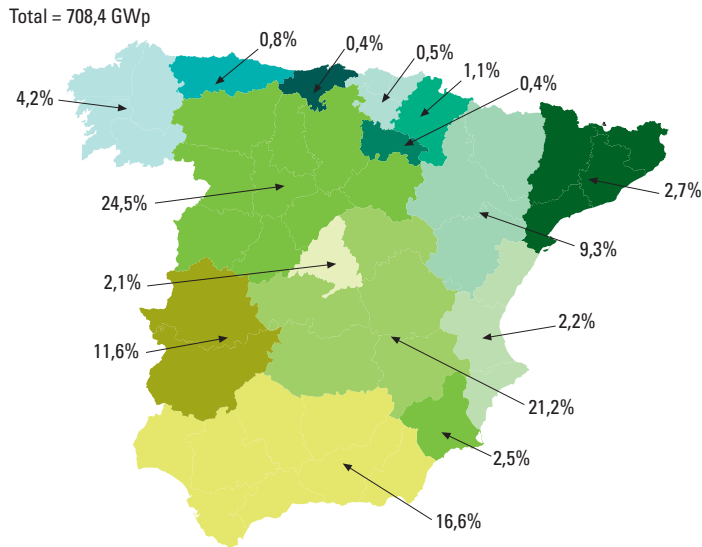
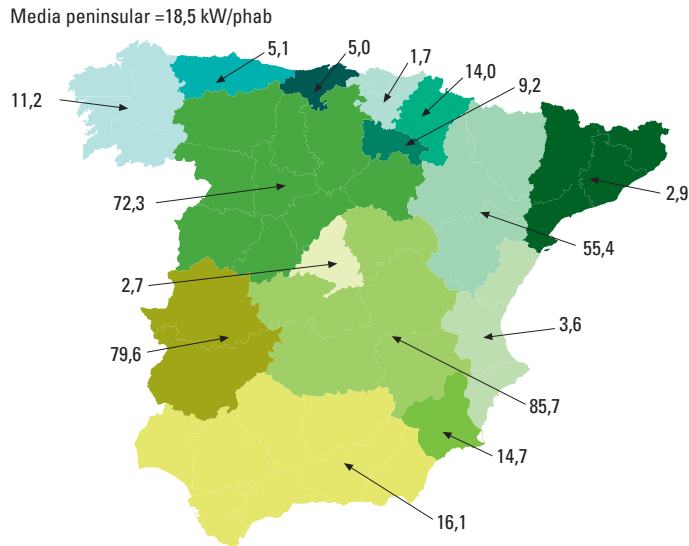


Gráfico 201 Distribución por CC.AA. del potencial de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal. Potencia instalada per cápita (referida a la población proyectada para el 2050)



202 **Gráfico 202** Distribución por CC.AA. del potencial de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal. Generación eléctrica

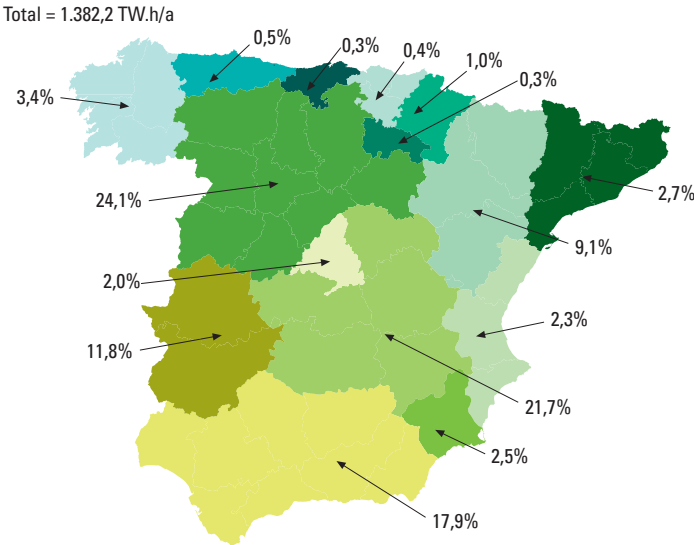
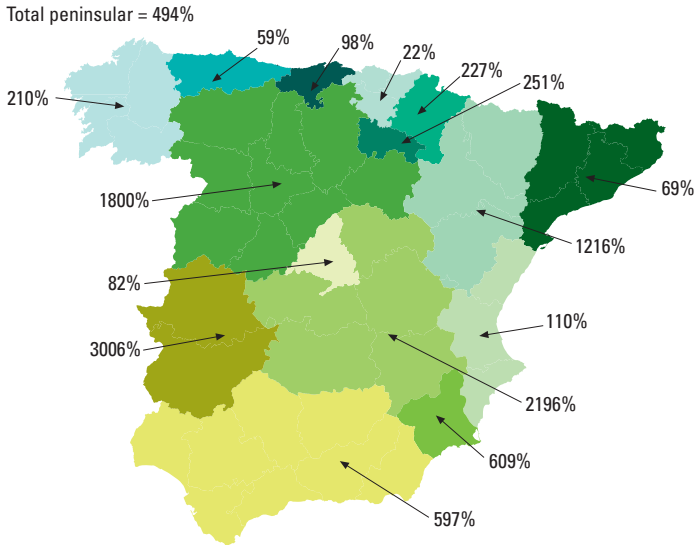


Gráfico 203 Distribución por CC.AA. del potencial de instalaciones fotovoltaicas con seguimiento azimutal. Generación eléctrica referida a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



ampliamos por un lado las opciones de cultivos energéticos a los secanos áridos, e introducimos de forma generalizada los cultivos forestales de rotación rápida y el aprovechamiento energético del monte bajo. Si bien en todos los casos vamos a imponer fuertes limitaciones ambientales, los techos de potencia asociados a la biomasa que vamos a obtener de este análisis son superiores a los habitualmente barajados.

Las principales ventajas de la biomasa en un sistema de elevada penetración renovable son su elevado factor de capacidad y su capacidad de regular el sistema de generación eléctrica sin necesidad de reducir el factor de capacidad anual gracias al almacenamiento intermedio en forma de energía química. En efecto, para la mayoría de las otras fuentes de energía renovable, en el marco de un escenario de elevada penetración renovable en el sistema de generación eléctrica, y en ausencia de un cambio radical en el vector energético empleado, la regulación de la generación lleva asociada una reducción del factor de capacidad anual¹⁵, y por tanto un incremento de su LEC. Por este motivo hemos querido explorar el máximo potencial de la biomasa para saber con qué colchón de regulación de bajo coste contábamos.

Sin embargo, debemos tener en cuenta que la biomasa, respecto a otras tecnologías renovables, nos proporciona una densidad de potencia energética considerablemente inferior, que además se va reduciendo a medida que intentamos explotar recursos de biomasa de menor productividad como son los secanos áridos o el monte bajo. En el Gráfico 204 mostramos la máxima densidad energética (normalmente será menos por tener el recurso cierto grado de dispersión) que pode-

mos alcanzar con los distintos tipos de biomasa considerados en el caso de explotarlos con $\eta_{\text{ciclo}} = 30\%$, $\eta_{\text{caldera}} = 90\%$ y $CF=85\%$. Como podemos observar, estas densidades de potencia son considerablemente inferiores a las de 30-4 MW/km² que podemos alcanzar con las distintas opciones de solar o con la eólica (rango inferior). Teniendo en cuenta el CF de cada una de las tecnologías, y en el caso de tener escasez de capacidad de generación, este criterio decantaría la elección por la tecnología de mayor densidad energética en un emplazamiento dado.

En el caso de la biomasa y la solar, la situación de tener que elegir entre una u otra tecnología se va a presentar frecuentemente en los terrenos de baja productividad de biomasa (secano árido, secano semi-árido y monte bajo con baja pluviometría), por lo que probablemente la balanza se incline hacia las aplicaciones solares. Para que estas tecnologías no compitieran en ciertos usos del suelo sería preciso desarrollar opciones de trabajar la biomasa en terrenos de mayor pendiente.

Sin embargo, a priori vamos a evaluar unos techos de generación con biomasa al margen de estas consideraciones para tener la cota superior de hasta donde podemos aprovechar la capacidad de regulación de la biomasa en un sistema de elevada penetración renovable. En la valoración de este techo hemos tenido en cuenta además de las restricciones ambientales, el uso de la biomasa para otros usos distintos al energético, de tal forma que por lo general hemos admitido sólo unos ciertos porcentajes de aprovechamiento con fines energéticos de las clasificaciones de terreno aptas para este fin. [Ver Gráfico 204].

¹⁵ Existen excepciones como la termosolar que permite un almacenamiento por un tiempo limitado de la capacidad de generación (en este proyecto hemos considerado centrales termosolares con 15 horas de almacenamiento), o la hidroeléctrica que permite almacenamientos por periodos más prolongados. Sin embargo, en el caso de la biomasa encontramos una gran flexibilidad a la hora de regular su capacidad de almacenamiento.

5.3.3.1. Biomasa residual

Para la biomasa residual vamos a tomar como base el techo de potencia empleado en el PFER. Dentro de este apartado de biomasa residual añadiremos al biogás, que por tanto también evaluaremos a partir del potencial estimado por el PFER. Sin embargo, para deducir el correspondiente techo de generación, asumiremos la mejora tecnológica entre la tecnología de generación considerada en el PFER y la que nosotros hemos adoptado como representativa para el 2050.

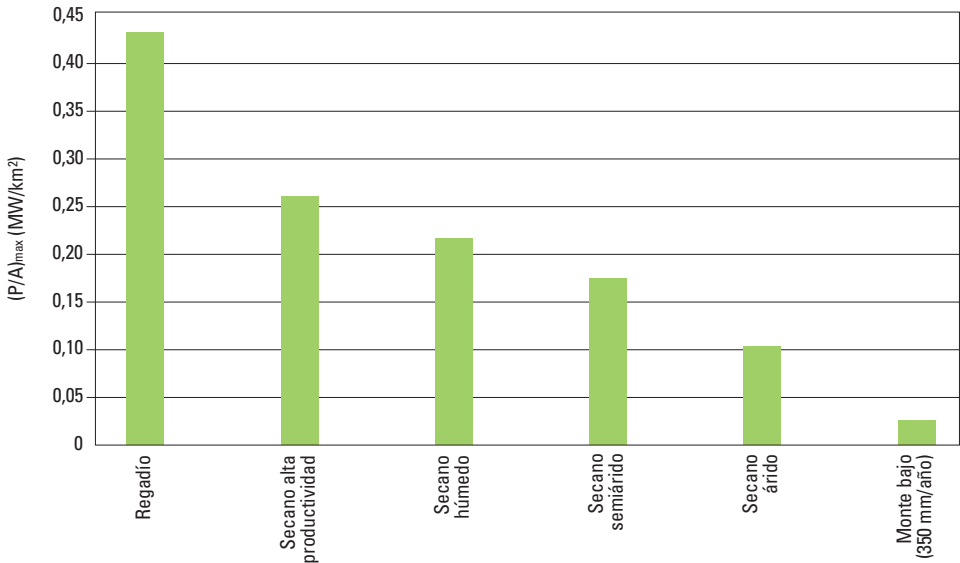
En el PFER se presenta una valoración por CC.AA. de la energía primaria (ktep) disponible como biomasa residual y como biogás. También se presenta una valoración del potencial de cultivos energéticos, pero puesto que vamos a cambiar las hipótesis

de partida para la evaluación de éste, no adoptaremos los valores del PFER.

Sin embargo, en el PFER no se presenta un desglose por CC.AA. del potencial de biomasa residual dedicada a la generación de electricidad, sino sólo un valor agregado total (para todas las CC.AA. e incorporando aplicaciones eléctricas y térmicas), por lo que vamos a introducir las siguientes hipótesis de trabajo para obtener el potencial de biomasa para aplicaciones eléctricas de estas dos fuentes energéticas:

- El total de biomasa en 1998 lo consideraremos como residuos.
- Reparto por CC.AA. de potencial estimado según reparto objetivo PFER 2010.
- Los potenciales son adicionales a lo actual al inicio del PFER (1998).

Gráfico 204 Máximas densidades de potencia de las aplicaciones de la biomasa consideradas en este estudio. Para el caso del monte bajo hemos representado el caso más desfavorable (emplazamiento de 350 mm/año), mientras que en el estudio hemos considerado emplazamientos de monte bajo con una productividad de biomasa 5 veces superior. $\eta_{\text{ciclo}}=30\%$, $\eta_{\text{caldera}}=90\%$ y $CF=85\%$



- El reparto por CC.AA. eléctrico/térmico suponemos que es proporcional a distribución biomasa total.
- Las aplicaciones térmicas se cargan a la biomasa residual.
- Para 2050 asumimos que los usos térmicos de la biomasa se reducen un 60% (como porcentaje de la biomasa total) por incorporación de una fracción solar del 60% para cubrir carga térmica.
- Se mantiene los CF indicados en PFER.

Los rendimientos de conversión de las tecnologías suponemos que se incrementan desde los valores asumidos por el PFER hasta los valores representativos de la tecnología en 2050. En la Tabla 25 mostramos tanto los rendimientos asumidos por el PFER, como los que asumimos para el 2050, y los CF. [Ver Tabla 25].

Para pasar los valores obtenidos a nivel de CC.AA. a los correspondientes a nivel provincial, suponemos una proporcionalidad con la superficie para la biomasa residual, y con la población para el biogás. [Ver Gráfico 205].

Los resultados obtenidos a nivel peninsular son los siguientes:

- Residuos:
 - $P = 7,0 \text{ GW}$.
 - $E = 49,0 \text{ TW.h/año}$.
- Biogás:
 - $P = 0,3 \text{ GW}$.
 - $E = 1,8 \text{ TW.h/año}$.
- Residuos + Biogás:

- $P = 7,3 \text{ GW}$.
- $E = 50,9 \text{ TW.h/año}$.

En el Gráfico 205 mostramos el reparto por CC.AA. del techo de generación eléctrica asociado a la biomasa residual más el biogás. El reparto del techo de potencia es prácticamente el mismo al ser fijos los factores de capacidad de biomasa residual y biogás y dominar el de la biomasa residual sobre el biogás.

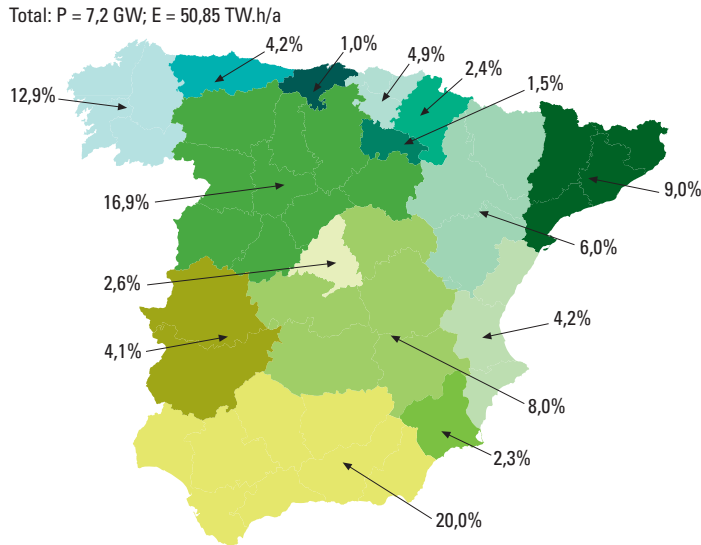
5.3.3.2. Cogeneración

Tanto el PFER como el documento de planificación de los sectores de electricidad y gas (MINECO, 2002) asumen dentro del denominado Régimen Especial la implementación de una cierta cantidad de instalaciones de cogeneración. En el marco considerado, en el cual para el escenario 2050 se pretende haber encaminado nuestro sistema energético hacia la sostenibilidad, cabría esperar que las aplicaciones de cogeneración en la industria o la edificación pasarán a estar alimentadas con biomasa para poder ser admitidas. En efecto, la biomasa es la fuente energética que puede permitir reconducir los sectores industriales y de la edificación hacia la sostenibilidad, por tener la capacidad de cubrir el 100% de sus demandas de energía térmica. Sin embargo, la elevada exergía de la biomasa debería condicionar su uso directo para generar energía térmica de media baja temperatura, de tal forma que parece lógico asumir que para el escenario considerado las aplicaciones de generación térmica en estos sectores en base a biomasa tengan el requisito de implementar una cogeneración.

Tabla 25 Rendimientos y factores de capacidad asumidos para la biomasa residual y el biogás

	$\eta_{\text{PFER}}(\%)$	$\eta_{2050}(\%)$	CF (%)
Biomasa residual	20,10	33,2	80,0
Biogás	28,32	31	72,3

Gráfico 205 Reparto por CC.AA. del techo de generación eléctrica con biomasa residual y biogás. El reparto de potencia por CC.AA. es prácticamente el mismo



Puesto que el concepto detrás de las aplicaciones de cogeneración con biomasa es el mismo que el que actualmente mueve las aplicaciones de cogeneración con combustible fósil, parece adecuado asumir que los escenarios de cogeneración actualmente disponibles (para el 2011) puedan estar en el 2050 disponibles con biomasa. De hecho, si tenemos en cuenta la gran contribución del sector edificación al consumo energético, y la imperiosa necesidad de redirigirlo hacia la sostenibilidad, en un contexto donde no se permita el uso ineficiente de la biomasa desde un punto de vista exergético por necesitarla también para el sistema de generación eléctrica, cabría esperar un gran incremento de la potencia de cogeneración en base a biomasa respecto a los escenarios actuales para la cogeneración fósil en 2011.

Por tanto, de forma muy conservadora, vamos a asumir que en el 2050 se cuenta con una capacidad de cogeneración a nivel peninsular basada en biomasa, equivalente a la total actualmente planificada para el 2011 como cogeneración fósil, esto es, una potencia de 7,1 GW con una generación (venta + autoconsumo) de 38 TW.h/a. Para distribuir por CC.AA. esta potencia, hemos empleado la misma distribución porcentual existente en el 2003 según datos de la CNE. En el Gráfico 206 mostramos la distribución por CC.AA. de la potencia y generación (hemos asumido CF constante) de la cogeneración con biomasa en el escenario del 2050. [Ver Gráfico 206].

Sin embargo, a la vista de los resultados obtenidos para los techos de biomasa con las restricciones impuestas, no vamos a considerar este potencial de reconversión de la

cogeneración planificada a biomasa como adicional al resto del techo de generación eléctrica con biomasa. En efecto, sería necesario reducir las exigencias sobre los criterios impuestos con el fin de disponer de suficiente biomasa para alimentar simultáneamente la cogeneración aquí planteada y el resto de techos de potencia de biomasa.

5.3.3.3. Cultivos energéticos

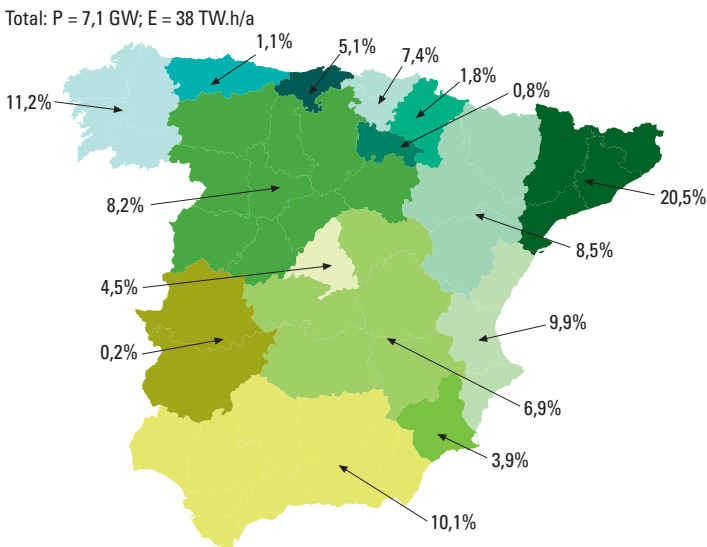
Para la valoración de los cultivos energéticos vamos a considerar el uso de tierras con distinto nivel de productividad de biomasa. Respecto al potencial evaluado en el PFER, nosotros vamos a ampliar la posibilidad de implementar cultivos energéticos a los terrenos de secano árido. El motivo es que en nuestro escenario de elevada penetración renovable, la biomasa por un lado proporciona una importante capacidad de regulación del sistema, y por otro lado va a estar compitiendo

con otras tecnologías renovables de mayor coste de generación, por lo que adquiere sentido el plantearse la explotación de terrenos con menor productividad de biomasa.

En ausencia de información digital sobre el Índice de Comarcalización, y dado que la base de datos del SIG que vamos a emplear no distingue entre los distintos tipos de secano, vamos a diferenciar los distintos tipos de secano en base a su precipitación anual. En el Gráfico 207 mostramos una representación de los datos de precipitación anual que hemos empleado tanto para este techo de potencia como para el de los cultivos forestales de rotación rápida y para el monte bajo. *[Ver Gráfico 207].*

Los distintos tipos de suelos que hemos considerado para la producción de biomasa con fines energéticos, y las abreviaciones

Gráfico 206 Distribución por CC.AA. de la potencia y generación a partir de cogeneración basada en biomasa para el 2050



- 208
- que vamos a usar para distinguirlos, son los siguientes:

 - Secano árido: SA.
 - Secano semi-árido: SSA.
 - Secano húmedo: SH.
 - Secano alta productividad: SAP.
 - Regadío: R.
 - Sistemas agroforestales: SAF.

Los porcentajes de aprovechamiento de cada uno de estos tipos de suelos para aplicaciones energéticas los hemos asignado teniendo en cuenta el coste de oportunidad de las otras aplicaciones para las que se pueda dedicar este suelo agrícola, de tal forma que hemos admitido mayores porcentajes de utilización en los terrenos con menores alternativas de producción.

Respecto a los SAF, hemos asumido unos porcentajes de utilización y unas productividades bajas. El bajo porcentaje de utilización es

por considerar que no todo el suelo puede usarse en este caso para cultivos energéticos por competir con otras actividades, y la baja productividad es por la práctica actual de dejar estas tierras en barbecho, con lo que su productividad media anual se ve reducida.

En la Tabla 26 mostramos los niveles de precipitación, productividades y porcentajes de aprovechamiento que hemos asumido para los distintos suelos. *[Ver Tabla 26].*

Los criterios adicionales que hemos empleado para determinar el techo superior de los cultivos energéticos son los siguientes:

- Criterio de agrupación: restricciones sobre la agrupación espacial de la biomasa para alimentar una central de potencia mínima. En el caso de los cultivos energéticos, limitamos su implementación a un cierto porcentaje de los usos de suelo, por lo que es posible que el criterio de agrupación no sea

Gráfico 207 Distribución de precipitación anual empleada para determinar los techos de potencia de cultivos energéticos, de cultivos forestales de rotación rápida y de aprovechamiento del monte bajo

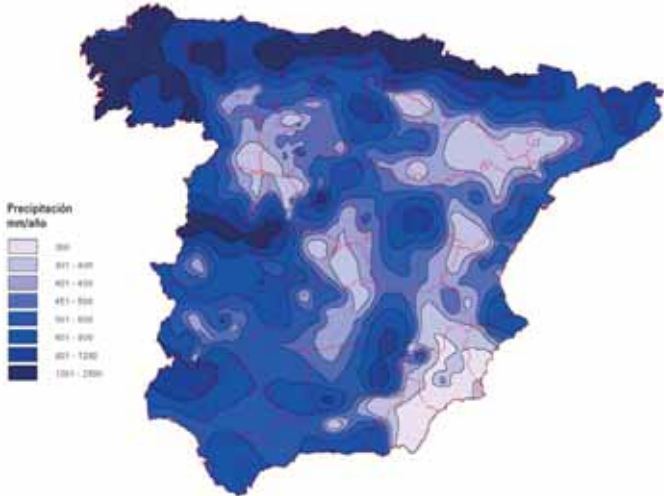


Tabla 26 Precipitación, productividad y factor de utilización para los distintos tipos de suelos dedicados a los cultivos energéticos

Suelo	Pluviometría mm/año	Productividad (Tm/ha-año)	Utilización (%)
SA	300-450	7	50
SSA	450-600	12	30
SH	600-800	15	20
SAP	> 800	18	10
R		-30	5
SAF		-7	10

restrictivo. Sin embargo comprobamos que dicho criterio se puede satisfacer con la localización geográfica del porcentaje a explotar. Esta restricción la impondremos en forma de un área mínima de biomasa ($A_{b,min}$) dentro de un área de recolección circular de radio $R = 40 \text{ km}$ ($A_{recolección}$). Es decir, se descartarán aquellas $A_{recolección}$ que en su interior no contengan un área de biomasa igual o superior a $A_{b,min}$, elegido imponiendo un tamaño mínimo a la explotación energética de la biomasa. El valor de $A_{b,min}$ está correlacionado con la productividad y PCI de los cultivos considerados, y para las categorías que hemos adoptado, vendrá dada por:

- SA: $A_{b,min} = 50 \text{ km}^2$.
- SSA: $A_{b,min} = 29 \text{ km}^2$.
- SH: $A_{b,min} = 23 \text{ km}^2$.
- SAP: $A_{b,min} = 19 \text{ km}^2$.
- R: $A_{b,min} = 12 \text{ km}^2$.
- SAF: $A_{b,min} = 50 \text{ km}^2$.
- Restricciones sobre el uso del terreno: no se consideran aptas para el aprovechamiento de la biomasa los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)

· Usos del suelo según nomenclatura Corine en los que admitimos cultivos energéticos (con porcentajes anteriormente especificados):

- 2.1.1. Tierras de labor en secano.
- 2.1.2. Terrenos regados permanentemente.
- 2.4.4. Sistemas agroforestales.

En el Gráfico 208 mostramos los emplazamientos que cumplen los criterios impuestos para el aprovechamiento en cultivos energéticos, antes de aplicarle los porcentajes de utilización establecidos. [Ver Gráfico 208].

Una vez aplicados dichos porcentajes de utilización, el total de la superficie empleada para el techo de cultivos energéticos es el 6,34% de la superficie peninsular, permitiendo instalar una potencia de 4,73 GWe y generar 35,22 TW.h/a de electricidad con la tecnología considerada.

En los Gráficos 209 y 210 mostramos la distribución por CC.AA. del techo de potencia de cultivos energéticos, referido tanto al total de potencia y capacidad de generación con esta tecnología, como a la demanda proyectada para el 2050. [Ver Gráficos 209 y 210].

5.3.3.4. Cultivos forestales de rotación rápida

Adicionalmente a los cultivos energéticos tradicionales, hemos incorporado la posibilidad

210 **Gráfico 208** Emplazamientos cumpliendo los criterios establecidos para los cultivos energéticos antes de aplicar los porcentajes de utilización de cada categoría de suelo

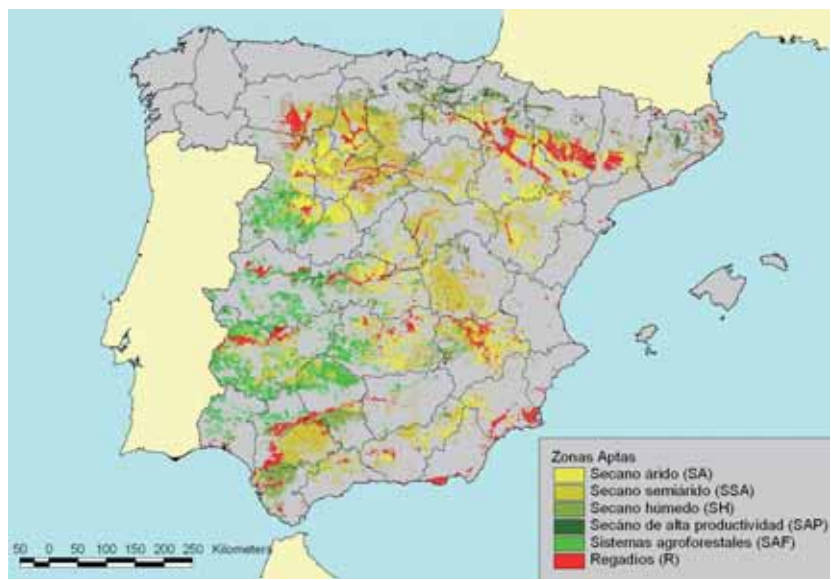


Gráfico 209 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa con cultivos energéticos

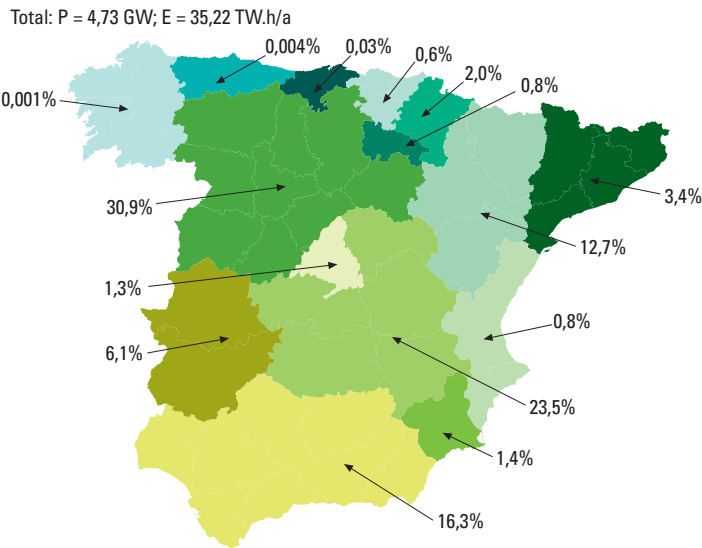
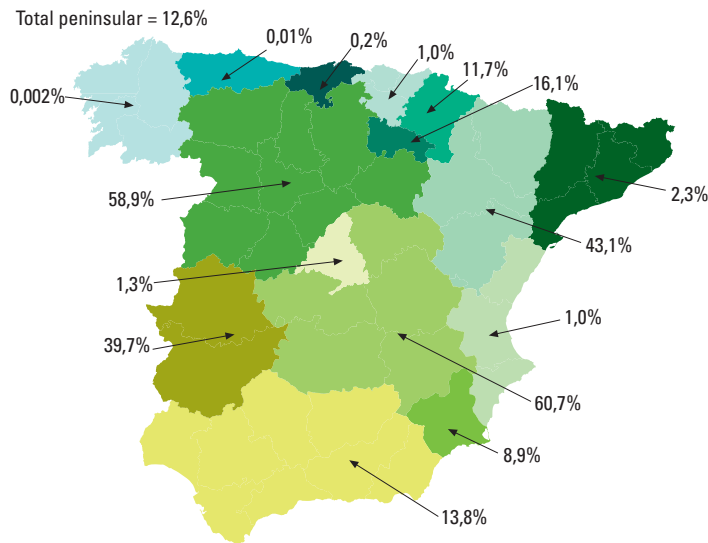


Gráfico 210 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa con cultivos energéticos, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



de implementar cultivos forestales de rotación rápida (CFRR) en algunos terrenos actualmente no dedicados a la producción agraria.

Hemos considerado dos apartados de CFRR diferenciados por la pluviometría: zona húmeda (CFRR-H) y zona seca (CFRR-S). En la Tabla 27 mostramos los intervalos de pluviometría que definen estas zonas y la productividad y porcentaje de implementación que hemos asumido. [Ver Tabla 27].

El porcentaje de uso del terreno que hemos asumido (70%) es relativamente elevado. Esto es debido a lo restrictivo del criterio de pendientes que hemos impuesto (3%), considerando por tanto que el resto de usos de

estas categorías de suelo pueden desplazarse a zonas de mayor pendiente.

A continuación mostramos los criterios adicionales que hemos empleado para determinar el techo de CFRR:

- Criterio de pendientes: para la correcta operación de la maquinaria, limitaremos la pendiente máxima de los terrenos que consideremos aptos de implementar un CFRR:
- Pendiente $\leq 3\%$

Esta hipótesis, como veremos posteriormente, es muy restrictiva dada la orografía de nuestro país. Constituye una hipótesis muy conservadora considerando el uso de maquinaria agrícola actual. Sin embargo, con el

Tabla 27 Pluviometría, productividad y porcentaje de uso asociado a los CFRR

	Pluviometría (mm/año)	Productividad (Tm/ha-año)	Porcentaje uso (%)
CFRR-H	≥ 800	20	70
CFRR-S	400-800	10	70

horizonte del 2050, bien cabría esperar una mejora en la maquinaria de explotación forestal para poder acceder a terrenos de pendiente considerablemente superior.

- Criterio de agrupación: restricciones sobre la agrupación espacial de la biomasa para alimentar una central de potencia mínima. En el caso de los cultivos forestales de rotación rápida, limitamos su implementación a un cierto porcentaje de los usos de suelo, por lo que es posible que el criterio de agrupación no sea restrictivo. Sin embargo será necesario comprobar que dicho criterio se puede satisfacer con la localización geográfica del porcentaje a explotar. Esta restricción la impondremos en forma de un área mínima de biomasa ($A_{b,min}$) dentro de un área de recolección circular de radio $R = 40$ km ($A_{recolección}$). Es decir, se descartarán aquellas $A_{recolección}$ que en su interior no contengan un área de biomasa igual o superior a $A_{b,min}$ elegido, imponiendo una tamaño mínimo a la explotación energética de la biomasa. El valor de $A_{b,min}$ está correlacionado con la pluviometría anual por depender de ésta la productividad de biomasa, y para los dos intervalos que hemos elegido, vendrá dado por:

- CFRR-H: $A_{b,min} = 20$ km².

- CFRR-S: $A_{b,min} = 38$ km².

- Restricciones sobre el uso del terreno: no se consideran aptas para el aprovechamiento de la biomasa los distintos usos de suelo:

- Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC).

- Usos del suelo según nomenclatura Corine en los que admitimos CFRR (con porcentajes anteriormente especificados según pluviometría):

- 3.1.1.1.1. Perennifolias esclerófilas y quejigales.

- 3.1.1.2. Caducifolias y rebollares.

- 3.1.1.3. Otras frondosas de plantación.

- 3.1.2.1. Pináceas.

- 3.1.3. Bosque mixto.

En el Gráfico 211 mostramos la distribución espacial de los emplazamientos cumpliendo los criterios impuestos para la explotación de los CFRR. Como podemos apreciar los criterios impuestos son muy restrictivos, proporcionando un bajo potencial de emplazamientos. [Ver Gráfico 211].

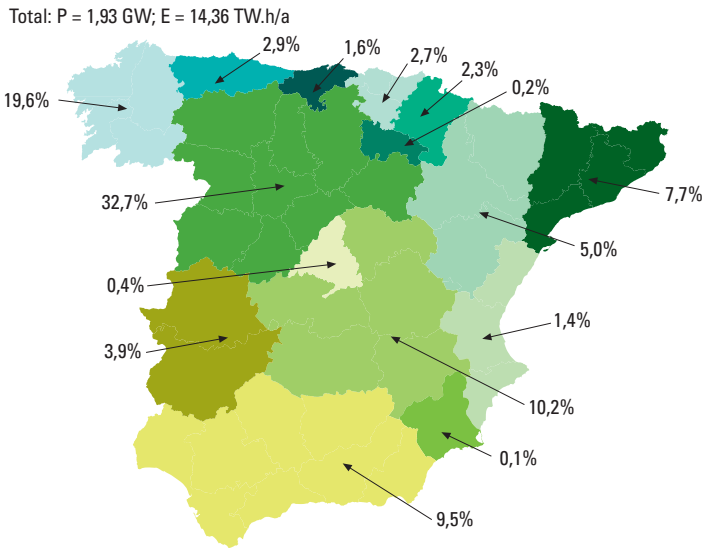
El techo de potencia de CFRR con la tecnología considerada y las restricciones impuestas es de 1.928 MWe, ocupando un 2,33% de la superficie peninsular, y con capacidad de generar 14,36 TW.h/a de electricidad. En los Gráficos 212 y 213 mostramos la distribución por CC.AA. del techo de CFRR con los criterios impuestos, tanto en términos relativos al techo peninsular, como en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para el 2050. [Ver Gráficos 212 y 213].

Para tantear el efecto de la restricción impuesta sobre la máxima pendiente del terreno, hemos procedido a evaluar el techo de biomasa de CFRR para una pendiente máxima del 10%. En estas condiciones, el techo de potencia es de 5.130 MWe, ocupando un 5,73% de la superficie peninsular, y con capacidad de generar 38,20 TW.h/a de electricidad. Como vemos, el efecto de la pendiente permitida en el terreno es muy

Gráfico 211 Emplazamientos potenciales cumpliendo los criterios impuestos para el aprovechamiento de biomasa en forma de CFRR

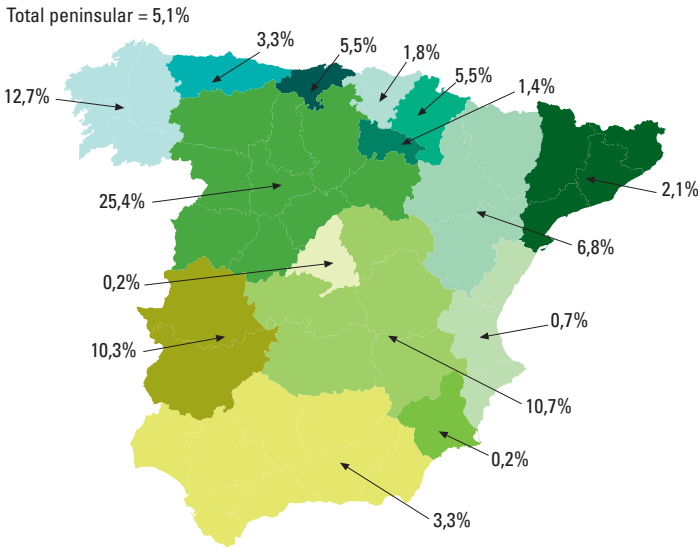


Gráfico 212 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa con CFRR (pendiente $\leq 3\%$)



214

Gráfico 213 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa con CFRR, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad (pendiente ≤ 3%)



importante. Sin embargo, el techo de potencia y generación obtenido sigue siendo relativamente limitado en comparación con los de otras tecnologías, debido por un lado a que la mayoría de la biomasa sigue estando ubicada en mayores pendientes y en espacios protegidos, y por otro lado a la menor densidad de potencia de la biomasa respecto a otras tecnologías renovables. En los Gráficos 214 a 216 mostramos la ubicación de los emplazamientos cumpliendo los criterios para el techo de CFRR con 10% de pendiente, así como la distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación, tanto en términos relativos al techo peninsular como en términos relativos a la demanda eléctrica por CC.AA. Como podemos observar en estas condiciones el recurso pasa a estar distribuido entre más CC.AA. [Ver Gráficos 214, 215 y 216].

Gráfico 214 Emplazamientos potenciales cumpliendo los criterios impuestos para el aprovechamiento de biomasa de CFRR (máxima pendiente de 10%)



5.3.3.5. Aprovechamiento del monte bajo

Como indicábamos anteriormente, como novedad respecto al potencial de la biomasa, hemos añadido la posibilidad de explotar

Gráfico 215 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de CFRR (pendiente $\leq 10\%$)

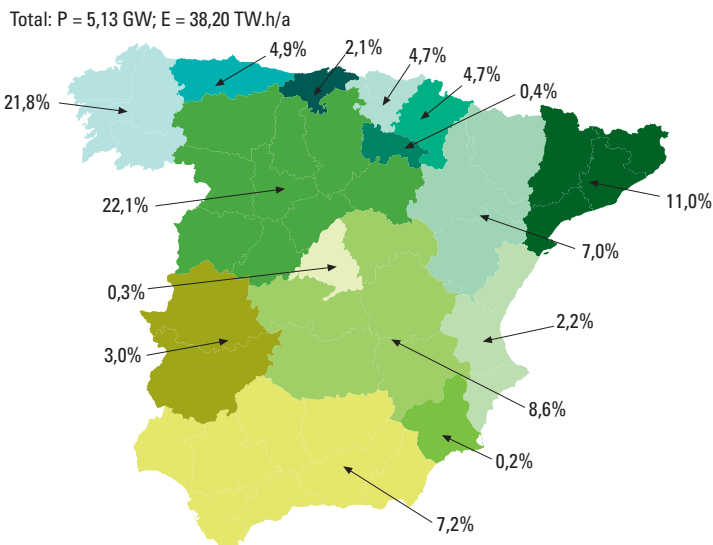
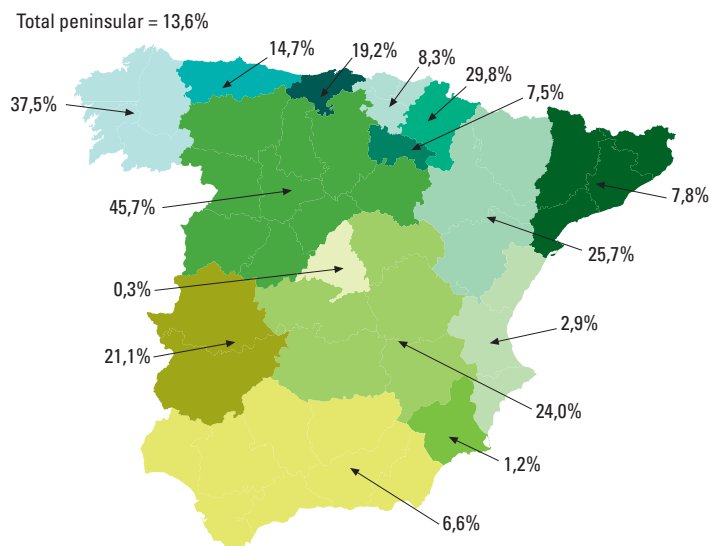


Gráfico 216 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de CFRR, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad (pendiente $\leq 10\%$)



parte del monte bajo con fines energéticos. El motivo es la impresión previa de que en nuestro país existe una cantidad considerable de biomasa en los montes bajos que actualmente no está siendo sometida a ningún otro tipo de explotación (la aplicación energética no compite con otras a diferencia de lo que sucede en los otros terrenos), y que correctamente gestionada podría proporcionar un recurso energético importante de cara a la posibilidad de operar y regular un sistema de generación con muy elevada penetración de las energías renovables.

En el monte bajo vamos a suponer una productividad de biomasa linealmente dependiente del nivel de precipitaciones. En general es posible que los turnos de poda más apropiados para este tipo de explotación sean interanuales, por lo que las productividades anuales medias es de esperar que sean significativamente inferiores a las de los cultivos energéticos. Las productividades anuales equivalentes que hemos supuesto para el monte bajo van de 2 Tm/ha-año para emplazamientos con 350 mm/año hasta 10 Tm/ha-año para emplazamientos con 2.000 mm/año.

No hemos considerado la posibilidad de explotar el monte bajo en emplazamientos con una pluviometría inferior a los 400 mm/año. Por un lado las productividades que cabría esperar en este caso son muy bajas, conduciendo a densidades de potencia muy inferiores a las de otras tecnologías que podrían implementarse en estos terrenos, y por otro lado en la actualidad no consideramos que estén suficientemente bien evaluadas su capacidad de rebrote, los turnos de poda adecuados, ni los posibles impactos asociados a este tipo de explotación.

Otros criterios empleados para evaluar el techo de potencia de biomasa procedente del aprovechamiento del monte bajo son los siguientes:

- Criterio de agrupación: se impone una restricción relativa a la agrupación de la biomasa disponible para su aprovechamiento energético. Esta restricción la impondremos en forma de un área mínima de biomasa ($A_{b,min}$) dentro de un área de recolección circular de radio $R = 40$ km ($A_{recolección}$). Es decir, se descartarán aquellas $A_{recolección}$ que en su interior no contengan un área de biomasa igual o superior a $A_{b,min}$, elegido imponiendo un tamaño mínimo a la explotación energética de la biomasa. El valor de $A_{b,min}$ está correlacionado con la productividad de biomasa.
- Restricciones de pendiente: para la correcta operación de la maquinaria, vamos a imponer una restricción de pendiente sobre los suelos a utilizar para explotación energética del monte bajo.
- Pendiente $\leq 4\%$.

Esta restricción, al igual que sucedía en el caso de los CFRR puede limitar mucho el potencial de biomasa aprovechable, y a nuestro parecer es muy conservadora, pues si bien se limita a las condiciones habituales de operación de la maquinaria agrícola en la actualidad, bien cabría esperar para el 2050 el desarrollo de maquinaria capaz de explotar terrenos con mayor pendiente.

- Restricciones sobre el uso del terreno: no se consideran aptas para la instalación de centrales de biomasa los distintos usos de suelo:
- Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las CC.AA.

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)
- Se considerarán aptos para el aprovechamiento energético del monte bajo los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine (una vez sustraídas las restricciones ambientales anteriormente expuestas):
 - 3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos.
 - 3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso.
 - 3.2.4. Matorral boscoso de transición.

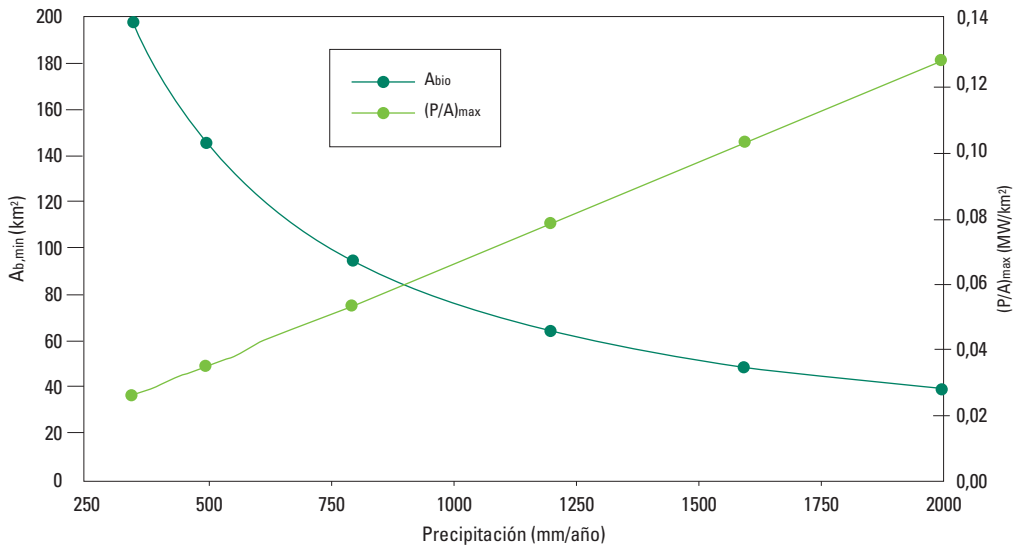
En el Gráfico 217 mostramos, como función de la pluviometría, el área mínima admitida para implementar una explotación del monte bajo (criterio de agrupación), y la máxima densidad de potencia que podría obtenerse. La densidad de potencia efectiva realmente alcanzada en una explotación será por lo general inferior al tener un cierto

grado de dispersión geográfica del recurso. Una vez más debemos resaltar las bajas densidades de potencia de la biomasa en comparación con otras tecnologías renovables. En el caso del aprovechamiento del monte bajo, esta tecnología puede entrar en competencia por el terreno con otras tecnologías como la solar térmica y fotovoltaica con densidades de potencia sensiblemente superiores. [Ver Gráfico 217].

En el Gráfico 218 mostramos la localización geográfica de los emplazamientos cumpliendo los criterios impuestos para el aprovechamiento del monte bajo. Como podemos ver, la disponibilidad de emplazamientos es relativamente baja debido a las restricciones impuestas en los criterios. [Ver Gráfico 218].

El techo de potencia del monte bajo, con la tecnología considerada y las restricciones impuestas es de 1.260 MWe, ocupando un

Gráfico 217 Área mínima para explotación del monte bajo (criterio de agrupación), y máxima densidad de potencia que puede obtenerse



218 **Gráfico 218** Emplazamientos potenciales cumpliendo los criterios impuestos para el aprovechamiento de biomasa del monte bajo (máxima pendiente de 4%)



5,42% de la superficie peninsular, y con capacidad de generar 9,38 TW.h/a de electricidad. En los Gráficos 219 y 220 mostramos la distribución por CC.AA. del techo de monte bajo con los criterios impuestos, tanto en términos relativos al techo peninsular, como en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para el 2050. [Ver Gráficos 219 y 220].

Para tantear el efecto de la restricción impuesta sobre la máxima pendiente del terreno, hemos procedido a evaluar el techo de biomasa de monte bajo para una pendiente máxima de 10%. En estas condiciones, el techo de potencia es de 2.311 MWe, ocupando un 9,43% de la superficie peninsular, y con capacidad de generar 17,20 TW.h/a de electricidad. Como vemos, el efecto de la pendiente permitida en el terreno es significativo, pero el techo de potencia

y generación obtenido sigue siendo relativamente pequeño en comparación con los de otras tecnologías, debido por un lado a que la mayoría de la biomasa sigue estando ubicada en mayores pendientes y en espacios protegidos, y por otro lado a la menor densidad de potencia de la biomasa respecto a otras tecnologías renovables. En los Gráficos 221 a 223 mostramos la ubicación de los emplazamientos cumpliendo los criterios para el techo de monte bajo con 10% de pendiente, así como la distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación, tanto en términos relativos al techo peninsular como en términos relativos a la demanda eléctrica por CC.AA. [Ver Gráficos 221, 222 y 223].

5.3.3.6. Total biomasa

En este punto procedemos a agrupar los resultados de la biomasa.

Gráfico 219 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$)

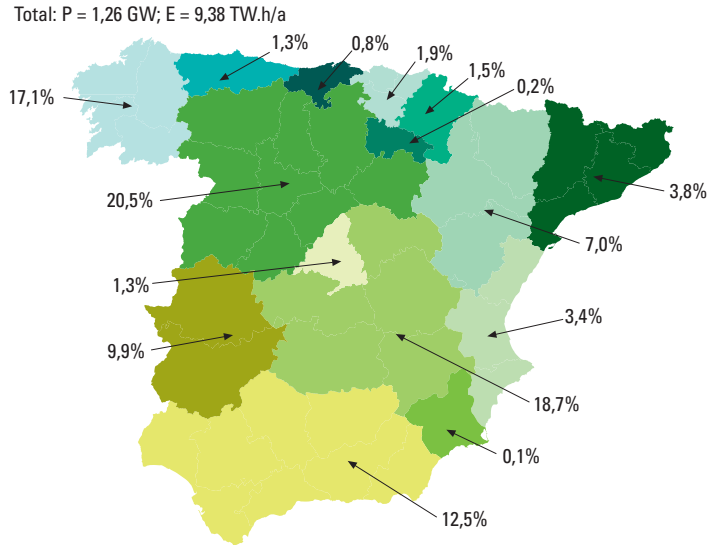
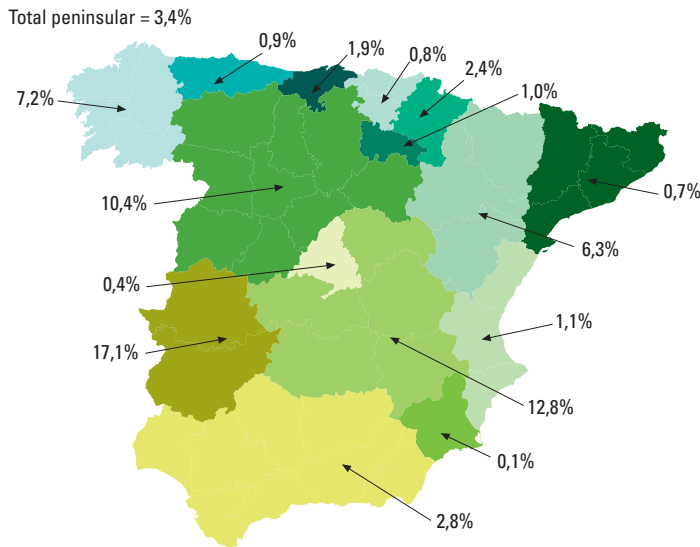


Gráfico 220 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa del monte bajo, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad (pendiente $\leq 4\%$)



220 **Gráfico 221** Emplazamientos potenciales cumpliendo los criterios impuestos para el aprovechamiento de biomasa del monte bajo (máxima pendiente de 10%)

Techo potencial para monte bajo



Resulta conveniente así mismo realizar algunos comentarios respecto a los resultados obtenidos. Los techos de biomasa

evaluados en este proyecto, a pesar de las mejoras tecnológicas introducidas con la tecnología de gasificación y ciclo avanzado de turbina de gas, proporcionan valores significativamente inferiores a los obtenidos con otras tecnologías renovables. Sin embargo, al mirarlos desde la perspectiva de las evaluaciones del PFER, los resultados que hemos obtenido para la biomasa están en línea con los del PFER, mientras que para otras tecnologías los techos de potencia y generación son muy superiores a los planteados en el PFER.

Las relativamente bajas potencias obtenidas para el techo de la biomasa en comparación con otras tecnologías, en parte son un reflejo de la disponibilidad de recursos en nuestro país, en el que respecto a otros países europeos contamos con mucho más recurso solar que de biomasa. Sin embargo,

Gráfico 222 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa del monte bajo (pendiente ≤ 10%)

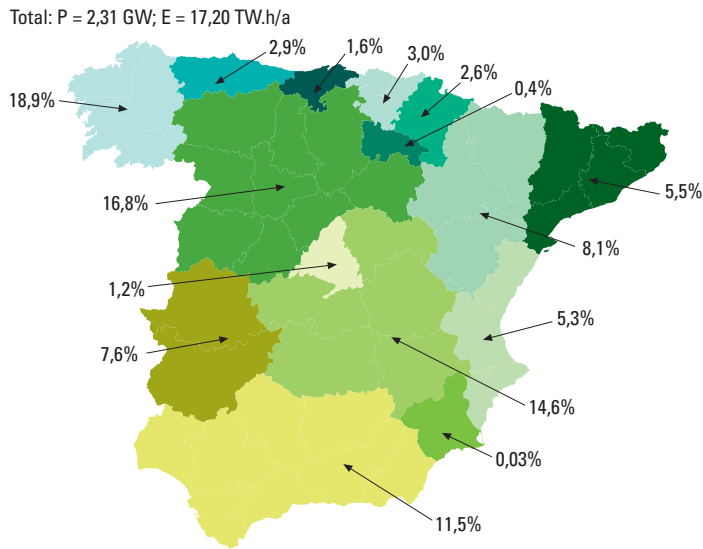
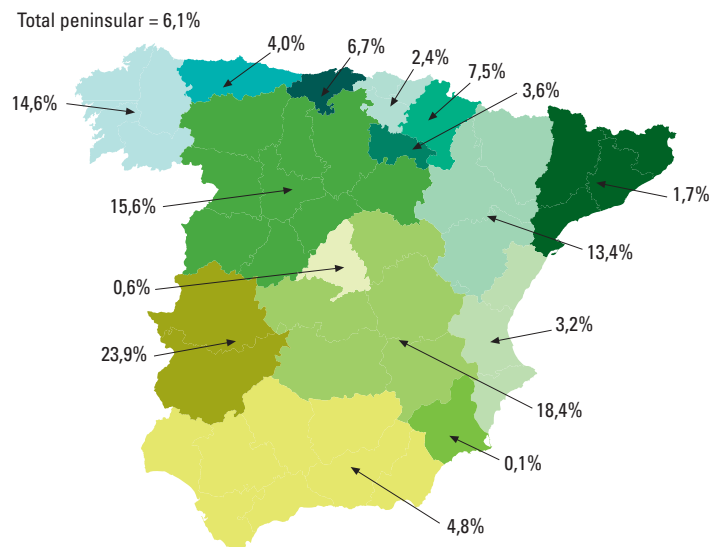


Gráfico 223 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa del monte bajo, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad (pendiente $\leq 10\%$)



los bajos valores obtenidos también están asociados a los criterios tan restrictivos que hemos impuesto para el aprovechamiento del recurso de la biomasa, tanto en pendientes como en disponibilidad de espacios.

Respecto a la disponibilidad de espacios, hemos eliminado todos los espacios protegidos, que constituyen un 28,01% de la superficie peninsular y además concentran gran cantidad de la biomasa disponible en la península. Es posible que en parte de estos espacios tuviera sentido plantear una explotación sostenible del recurso compatible con la conservación de los mismos. Sin embargo, esto requeriría un análisis específico de cada caso particular, y teniendo en cuenta que los espacios protegidos actuales constituyen lo que ha quedado medianamente bien conservado del proceso de desarrollo irrespetuoso con el medio que hemos seguido hasta ahora, nos ha pareci-

do más apropiado no contabilizar las opciones energéticas asociadas a los mismos.

Respecto a la pendiente, hemos impuesto tanto en los CFRR como en el monte bajo, criterios muy restrictivos de pendiente máxima para permitir la explotación forestal (3% en CFRR y 4% en monte bajo), derivados de las condiciones habituales de operación de la maquinaria agrícola. Dada la orografía de nuestro país, la mayoría de biomasa asociada a estas aplicaciones se encuentra localizada en terrenos de mayor pendiente. De cara a un escenario en el 2050 parece razonable plantearse la disponibilidad de maquinaria apropiada para realizar estas labores en terrenos de mayor pendiente, por lo que los criterios de pendiente máxima que hemos impuesto pueden verse como muy conservadores.

En los Gráficos 224 y 225 mostramos los resultados agregados de biomasa de cultivos

222 energéticos, CFRR y monte bajo por CC.AA., tanto en términos relativos a su techo ($P = 7,92 \text{ GW}$; $E = 58,96 \text{ TW.h/a}$), como en relación a la proyección de demanda eléctrica para el 2050. La explotación de este techo implicaría usar un 14,09% del territorio peninsular. [Ver Gráficos 224 y 225].

Si a estos resultados le añadimos los correspondientes a los techos de biomasa residual y biogás, obtenemos un techo total de 15,20 GW de potencia con capacidad de generar 109,81 TW.h/a de electricidad. En los Gráficos 226 y 227 mostramos los resultados agregados de biomasa total, tanto en términos relativos a su techo, como en relación a la proyección de demanda eléctrica para el 2050. [Ver Gráficos 226 y 227].

En el caso de permitir la explotación de CFRR y monte bajo hasta alcanzar pendientes del

10%, los resultados se modifican como muestran los Gráficos 228 a 231. Al agregar la biomasa de cultivos energéticos, CFRR y monte bajo por CC.AA., nos proporcionan un techo de $P=12,17 \text{ GW}$; $E=90,62 \text{ TW.h/a}$, que significa un 32,4% de la demanda eléctrica peninsular para el 2050, y que requeriría el uso del 21,50% del territorio peninsular. Al añadir a estos resultados los correspondientes a los techos de biomasa residual y biogás, obtenemos un techo total de 19,46 GW de potencia con capacidad de generar 141,47 TW.h/a de electricidad, lo cual equivale a un 50,5% de la demanda eléctrica peninsular para el 2050. En algunas CC.AA. existe recurso suficiente para cubrir toda su demanda eléctrica en el 2050, pero este no es ni mucho menos el caso general, e incluso en las CC.AA. con mayor recurso de biomasa relativo a su demanda, el exceso de capacidad de generación eléctrica no es muy

Gráfico 224 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 3\%$) y del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$)

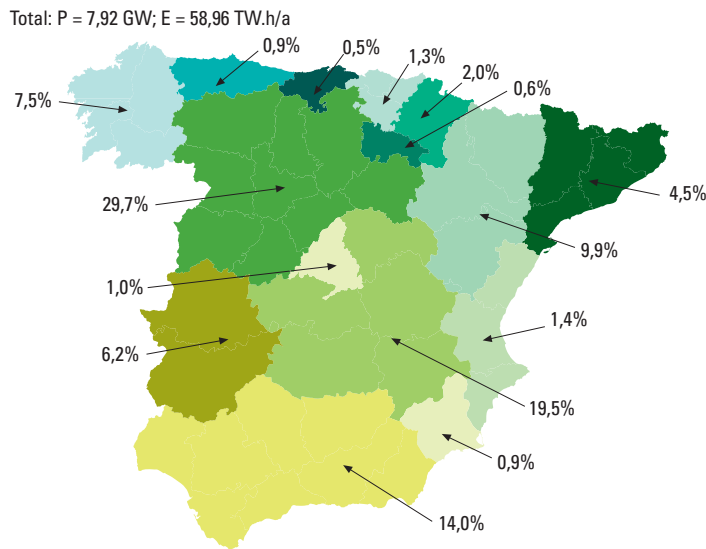


Gráfico 225 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 3\%$) y del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$), referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad

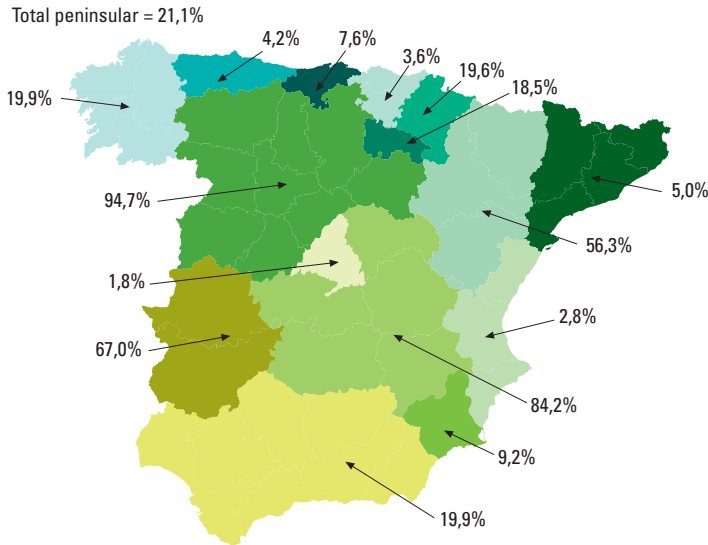


Gráfico 226 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 3\%$), del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$), residual y biogás

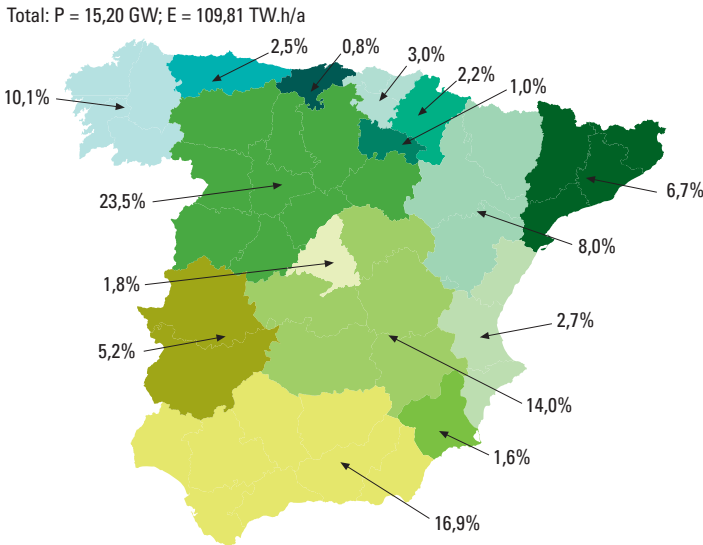
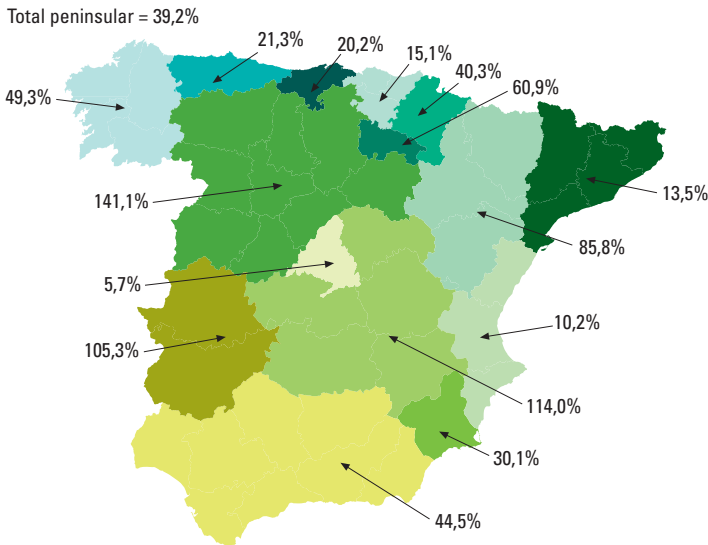


Gráfico 227 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 3\%$), del monte bajo (pendiente $\leq 4\%$), residual y biogás, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



importante (además, en esas CC.AA. tendrán lugar otras demandas energéticas a las que la biomasa podría contribuir de haber suficiente recurso). Como vemos, los resultados han mejorado significativamente al permitir la explotación de pendientes más elevadas, pero el mensaje de fondo sigue siendo el mismo: el recurso de biomasa en la España peninsular, aunque importante en términos relativos a la demanda eléctrica, es relativamente pequeño frente al disponible con otras tecnologías renovables. Si a esto le añadimos el hecho de que la biomasa energética tiene otros usos potenciales además de la generación de electricidad (transporte, o demanda térmica en la edificación) muy importantes de cara a la sostenibilidad del modelo de desarrollo en nuestro país, resulta evidente que estamos ante un recurso escaso que requiere ser gestionado de forma óptima (significa,

según la pendiente máxima de explotación permitida, de un 7,2% a un 9,3% de la demanda energética total). Esto refuerza la necesidad de que la biomasa con fines de cubrir la demanda energética de baja temperatura provenga de procesos cogenerativos. [Ver Gráficos 228 y 229, 230 y 231]

5.3.4. Solar termoelectrónica

La tecnología termosolar en la que hemos basado la obtención del techo de potencia es la que hemos detallado en el apartado correspondiente al describir las tecnologías. Se trata de una central de colectores cilindroparabólicos optimizados, con el límite tecnológico previsible en la actualidad, para trabajar alimentando un ciclo de potencia de Rankine regenerativo con aero-condensador y temperatura máxima de ciclo de 550 °C. La central se ha dimensionado con un múltiplo solar

¹⁶ Para el dimensionado hemos adoptado el medio día solar del solsticio de verano, o el primer día despejado más próximo a este.

Gráfico 228 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 10\%$) y del monte bajo (pendiente $\leq 10\%$)

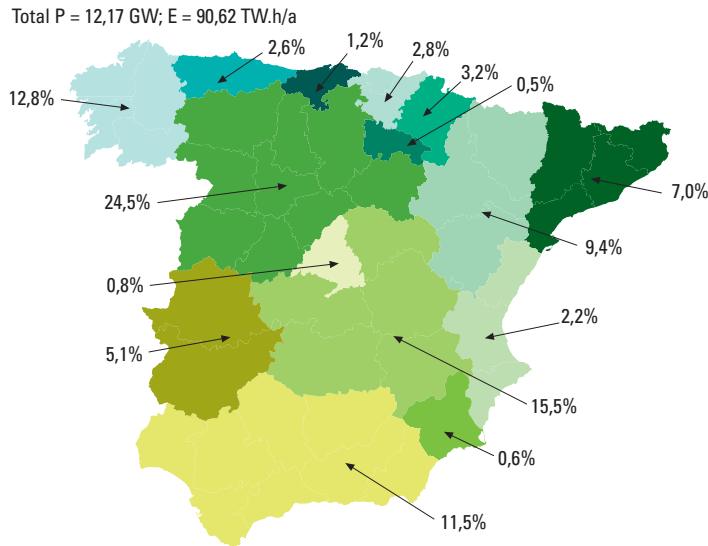
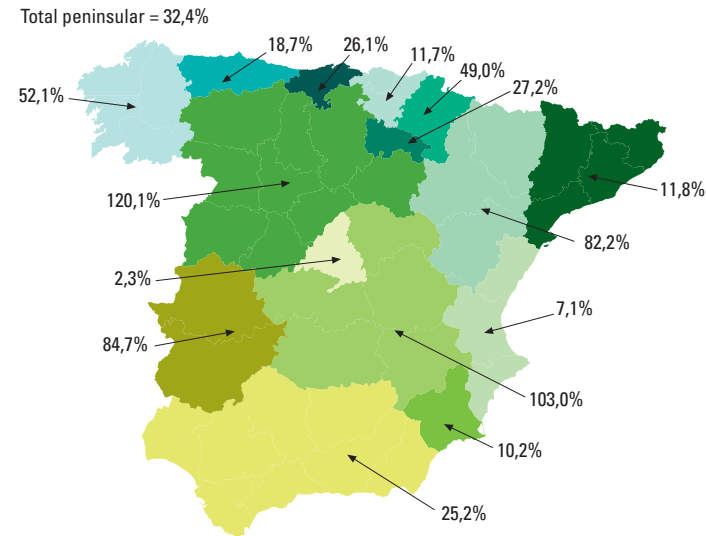


Gráfico 229 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente $\leq 10\%$) y del monte bajo (pendiente $\leq 10\%$), referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



226

Gráfico 230 Distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente ≤ 10%), del monte bajo (pendiente ≤ 10%), residual y biogás

Total: P = 19,46 GW; E = 141,47 TW.h/a

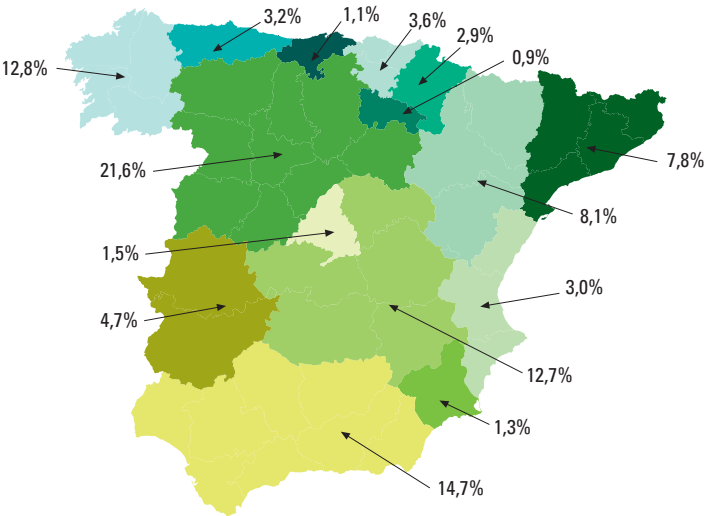
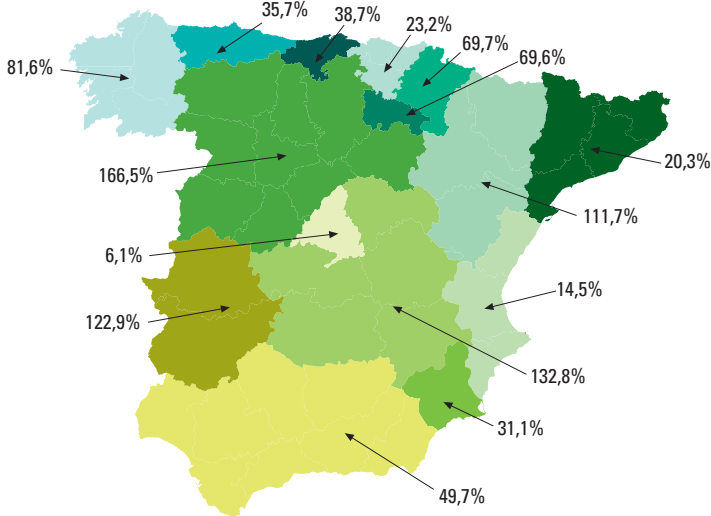


Gráfico 231 Distribución por CC.AA. del techo de generación a partir de la biomasa de cultivos energéticos, de CFRR (pendiente ≤ 10%), del monte bajo (pendiente ≤ 10%), residual y biogás, referido a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad

Total peninsular = 50,5%



de $SM = 3$ y un almacenamiento térmico de 15 h. El dimensionado se ha desarrollado para cada una de las 47 provincias peninsulares¹⁶, por lo que las densidades de potencia difieren en las distintas provincias. Posteriormente, las actuaciones de la central para determinar su factor de capacidad y por tanto el techo de generación, se han evaluado mediante simulación dinámica extendida a un año meteorológico tipo de un modelo de central termosolar elaborado en TRNSYS. Se ha llevado a cabo una simulación para cada una de las 47 provincias peninsulares.

Los criterios empleados para establecer el techo de potencia termosolar mediante análisis SIG son los siguientes:

- Pendientes:
 - Terrenos con pendiente inferior al 2% (rodeados por 4 km² con pendiente menor que el 3%): válidas todas las orientaciones de la pendiente.
 - Terrenos con pendiente entre el 2% y el 7% (rodeados por 4 km² con pendiente menor que el 8%): sólo válidas las pendientes con orientación de SE a SW.
 - Terrenos con pendiente superior al 7%: no aptos (considerando que por lo general estos terrenos representarán zonas accidentadas donde sea difícil instalar una central de 50 MW, si bien con orientaciones favorables podrían permitir la instalación de centrales de menor potencia).
- Restricciones sobre el uso del terreno:
 - Se considera apto el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.3. Praderas (30%).
 - 2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural (35%).

3.2.1. Pastizales naturales (50%).

3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos (85%).

3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso (30%).

3.2.3.2. Matorrales subarbusivos o arbustivos muy poco densos (100%).

3.2.4. Matorral boscoso de transición (30%).

3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica (100%).

3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa (100%).

3.3.4. Zonas quemadas (100%).

- Adicionalmente, se considera apto el porcentaje indicado a continuación de las tierras de labor en secano de baja productividad (según nivel de precipitaciones). Según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 1.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación = 400 mm/año (50%).
 - 2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación. (400, 600) mm/a (25%).
- No se consideran aptas para la instalación de centrales termosolares los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC).
 - Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000 (son los complementarios a los anteriores, y por tanto no añaden información):
 - 1.1. Zonas urbanas.
 - 1.2. Zonas industriales, comerciales y de transporte.
 - 1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción.

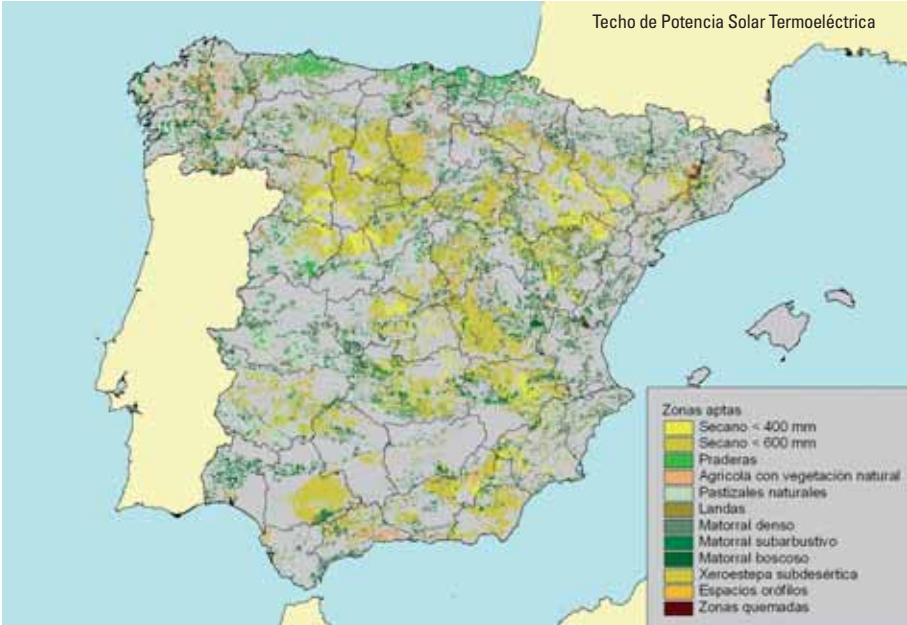
- 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas
- 2.1.2. Terrenos regados permanentemente.
- 2.1.3. Arrozales.
- 2.2. Cultivos permanentes.
- 2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.
- 2.4.2. Mosaico de cultivos.
- 2.4.4. Sistemas agroforestales.
- 3.1. Bosques.
- 3.2.2.2. Fayal-berzal macaronésico.
- 3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.
- 3.3.1. Playas, dunas y arenales.
- 3.3.2. Roquedo.
- 3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.
- 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.
- 4.1. Zonas húmedas continentales.

- 4.2. Zonas húmedas litorales.
- 5.1. Aguas continentales.
- 5.2. Aguas marinas.

En base a estos criterios, el análisis SIG nos ha proporcionado los emplazamientos indicados en el Gráfico 232. *[Ver Gráfico 232].*

Introduciendo las características y actuaciones de la tecnología considerada en la disponibilidad de superficie evaluada, obtenemos un techo de potencia peninsular de 2.739GW, con capacidad de generar 9.897 TW.he/a, que representa el 3.534% de la demanda eléctrica proyectada para el año 2050. Estas cantidades tan elevadas, confirman el papel tan relevante que esta tecnología puede ejercer en el abastecimiento energético de nuestro país. El desarrollo de este potencial requeriría ocupar el 13,26% del territorio peninsular.

Gráfico 232 Emplazamientos válidos para la implementación de centrales termosolares según los criterios establecidos



En los Gráficos 233 a 235 presentamos la distribución por CC.AA. del techo de potencia y generación termosolar, éste último expresado tanto en términos absolutos

229

Gráfico 233 Distribución por CC.AA. del techo de potencia termosolar

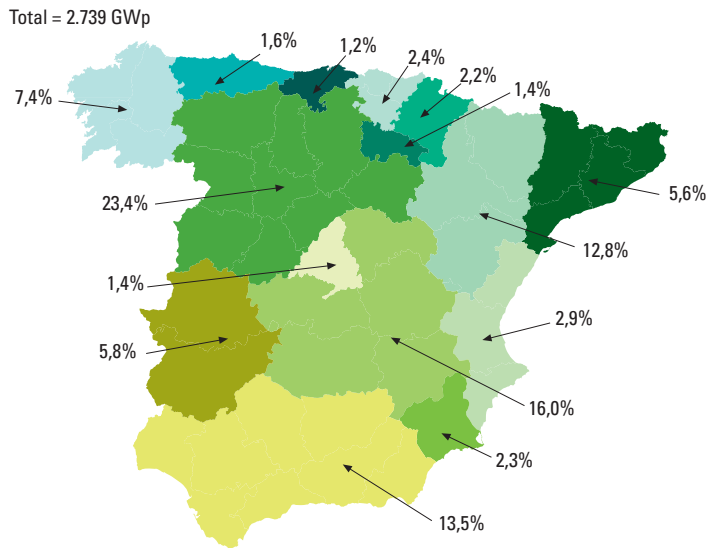


Gráfico 234 Distribución por CC.AA. del techo de generación termosolar en términos absolutos

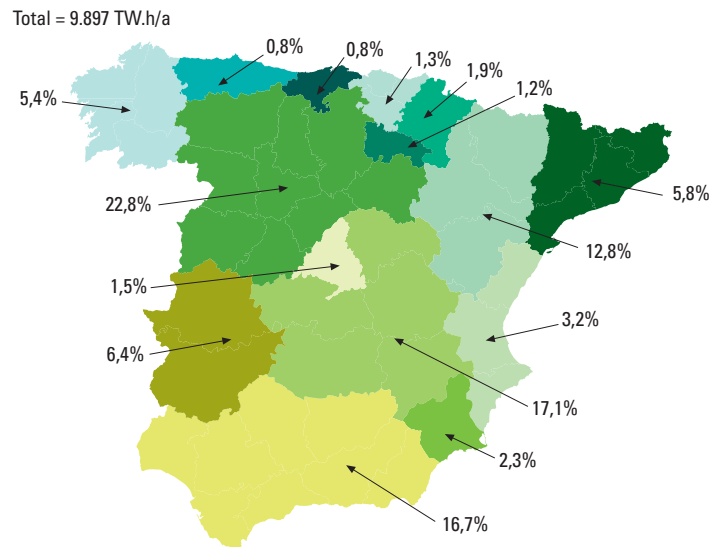
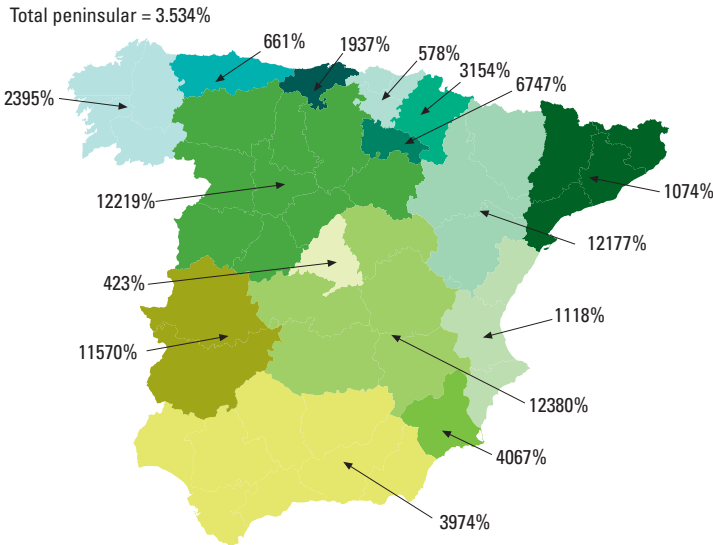


Gráfico 235 Distribución por CC.AA. del techo de generación termosolar en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad



como en términos relativos a la demanda eléctrica proyectada para cada Comunidad en el año 2050. [Ver Gráficos 233, 234 y 235].

5.3.5. Chimenea solar

En una central de chimenea solar, un gran colector solar plano extendido por la base de la chimenea a modo de gran invernadero se encarga de convertir la radiación solar total (directa y difusa) en energía térmica. Parte de esta energía se almacena en el suelo para su uso posterior en horas sin irradiación solar, y la otra parte se emplea para calentar el aire, lo cual, gracias a la altura de la chimenea, permite generar un flujo por convección natural cuya energía mecánica se emplea en parte para accionar una turbina situada en el interior de la chimenea y generar electricidad.

El colector colocado en la base de la chimenea está básicamente configurado en modo

de invernadero con tecnología incluso más sencilla que los colectores planos para producción de ACS (basta con colocar una cubierta de vidrio o plástico sobre el terreno). Puesto que las velocidades del aire dentro del colector son muy pequeñas, es posible hacer coexistir la central de chimenea solar con otros usos del terreno como el cultivo en invernaderos, las praderas, los pastizales naturales, las landas y matorrales, etc. Por tanto, esta tecnología puede acceder a terrenos en los que no es posible implementar otra tecnología renovable. Por otro lado, el hecho de que esta tecnología solar haga uso de la radiación solar total (y no solo de la componente directa como las centrales termosolares de concentración), y de que ya lleve incorporado por su propia configuración una elevada capacidad de almacenamiento térmico, la convierten en una opción interesante, especialmente en

los emplazamientos de bajo índice de claridad atmosférica donde las actuaciones de las centrales termosolares de concentración se ven muy reducidas. Además, una central de chimenea solar no tiene ningún requerimiento de agua para operar.

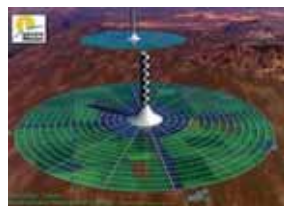
Una central de chimenea termosolar genera electricidad las 24 h del día, pues incluso por la noche, la energía almacenada en el suelo y la protección de las pérdidas radiativas infrarrojas que le proporciona la cubierta del colector, calientan el aire interior respecto al ambiente exterior y producen un flujo por convección natural cuya energía aprovecha la turbina para generar electricidad. En ausencia de actuaciones adicionales, la potencia eléctrica nocturna es sensiblemente inferior a la diurna. Pero es posible introducir elementos adicionales, como sistemas de almacenamiento por cambio de fase en la base del colector, para conseguir una mayor regularidad de la generación eléctrica.

Como desventajas frente a las centrales termosolares de concentración podemos citar la menor densidad de potencia y rendimiento de conversión total, así como el mayor

impacto visual asociado a la gran altura de la torre. [Ver Gráfico 236].

La primera chimenea solar, con una potencia de 50 kWe, una altura de torre de 195 m y un diámetro de colector solar de 240 m se instaló en Manzanares (Ciudad Real) en 1982, y estuvo operativa hasta 1989 (Gráfico 236). Desde hace ya algunos años se viene hablando de la inminente instalación en algunos países (Australia, India, etc.) de centrales de chimenea solar con una potencia unitaria de 200 MWe, con chimeneas de altura del orden de 1 km y colectores con diámetros del orden de 5-7 km. En el Gráfico 237 mostramos un esquema de las chimeneas solares planificadas en Australia. [Ver Gráfico 237].

Gráfico 237 Chimeneas solares con potencia unitaria de 200 MWe planificadas en Australia



En este proyecto, y dado el detalle con el que se ha desarrollado el análisis de otras tecnologías, no ha sido posible emprender un análisis detallado de esta tecnología. Sin embargo, a pesar de ello, sí que nos ha parecido interesante realizar una valoración preliminar y conservativa del potencial de la tecnología para llamar la atención sobre su existencia y relevancia. A la vista del gran potencial evaluado para las centrales termosolares de concentración, resulta evidente que las tecnologías termosolares pueden jugar un papel muy relevante en el abastecimiento eléctrico en

Gráfico 236 Chimenea solar instalada y operada en Manzanares (Ciudad Real)



nuestro país. De entre las distintas tecnologías termosolares disponibles, entre las que incluimos las chimeneas solares, para cada uno de los emplazamientos habría que elegir la opción más apropiada desde un punto de vista técnico-económico-ambiental.

De cara a las siguientes fases de este proyecto (análisis temporal del sistema de generación) no incorporaremos la chimenea solar, dejando al modelo de central termosolar de concentración que represente a todas las tecnologías termosolares. Sin embargo, en otro análisis futuro con mayor grado de detalle sí que sería conveniente incorporar esta tecnología con un modelo propio para retener sus peculiaridades de secuencia temporal de generación (manteniendo una potencia mínima por las noches), y su capacidad de ocupar terrenos que no están permitidos a las centrales termosolares de concentración por incapacidad de coexistir con los usos actuales.

Sin embargo, en este proyecto sí que vamos a proceder a valorar los techos de potencia y generación de esta tecnología de forma aproximada y conservadora. Para ello asumiremos una misma densidad de potencia en todas las provincias peninsulares (un diseño estandarizado de chimenea), con un valor de $P/A = 4,5 \text{ MW/km}^2$, y un factor de capacidad dependiente de la irradiación total en cada emplazamiento, tomando como referencia un $CF = 43\%$ en un emplazamiento con 2.300 kW.h/m^2 a de irradiación total.

Los criterios que hemos establecido para determinar la disponibilidad de superficie para esta tecnología son los siguientes:

- Superficie mínima requerida por una central (determina la unidad mínima de agregación): 4 km^2 .

- Pendientes:
 - Terrenos con pendiente inferior al 2%: válidas todas las orientaciones de la pendiente.
 - Terrenos con pendiente entre el 2% y el 7%: sólo válidas las pendientes con orientación de SE a SW.
 - Terrenos con pendiente superior al 7%: no aptos.
- Restricciones sobre el uso del terreno:
 - Se considera apto el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.1.2.1. Cultivos herbáceos en regadío (5%).
 - 2.1.2.2. Otras zonas de irrigación (85%).
 - 2.3. Praderas (60%).
 - 2.4.3. Terrenos principalmente agrícolas, pero con importantes espacios de vegetación natural (45%).
 - 3.2.1. Pastizales naturales (100%).
 - 3.2.2.1. Landas y matorrales templado oceánicos (100%).
 - 3.2.3.1. Grandes formaciones de matorral denso o medianamente denso (40%).
 - 3.2.3.2. Matorrales subarborescentes o arbustivos muy poco densos (100%).
 - 3.2.4. Matorral boscoso de transición (30%).
 - 3.3.3.1. Xeroestepa subdesértica (100%).
 - 3.3.3.3. Espacios orófilos altitudinales con vegetación escasa (100%).
 - 3.3.4. Zonas quemadas (100%).
 - Adicionalmente, se considera apto el porcentaje indicado a continuación de las tierras de labor en secano de baja productividad (según nivel de precipitaciones). Según nomenclatura Corine Land Cover 2000:
 - 2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación = 400 mm/año (50%).

2.1.1. Tierras de labor en secano con precipitación. (400, 600) mm/a (25%).

· No se consideran aptas para la instalación de centrales de chimenea solar los distintos usos de suelo:

· Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.

· Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC)

· Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine Land Cover 2000 (son los complementarios a los anteriores, y por tanto no añaden información):

1.1. Zonas urbanas.

1.2. Zonas industriales, comerciales y de transporte.

1.3. Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción.

1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas

2.1.3. Arrozales.

2.2. Cultivos permanentes.

2.4.1. Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes.

2.4.2. Mosaico de cultivos.

2.4.4. Sistemas agroforestales.

3.1. Bosques.

3.2.2.2. Fayal-berzal macaronésico.

3.2.3.3. Matorrales xerófilos macaronésicos.

3.3.1. Playas, dunas y arenales.

3.3.2. Roquedo.

3.3.3.2. Cárcavas y/o zonas en proceso de erosión.

3.3.5. Glaciares y nieves permanentes.

4.1. Zonas húmedas continentales.

4.2. Zonas húmedas litorales.

5.1. Aguas continentales.

5.2. Aguas marinas.

Gráfico 238 Emplazamientos cumpliendo los criterios para la ubicación de centrales de chimenea solar



234

En base a estos criterios, al análisis SIG ha proporcionado la disponibilidad de superficie mostrada en el Gráfico 238. [Ver Gráfico 238]. En base a esta disponibilidad de terrenos y a los parámetros tecnológicos asumidos, el techo de potencia peninsular de las centrales de chimenea solar es de 324,3 GWe, y el techo de generación eléctrica de 836,2 TW.h/a, ocupando un 14,60% del territorio peninsular. En los Gráficos 239 a 241 mostramos la distribución por CC.AA. de estos techos de potencia y generación, refiriéndolo en este último caso tanto al techo peninsular de generación como a la demanda eléctrica proyectada para el 2050 en cada Comunidad. Como podemos ver, la gran mayoría de CC.AA. (a excepción de País Vasco, Cataluña y Madrid) tendrían el potencial de cubrir su demanda eléctrica con esta tecnología (a falta del análisis temporal y de capacidad de transporte de la red). [Ver Gráficos 239, 240 y 241].

5.3.6. Olas

La caracterización de la energía de las olas es en nuestro país prácticamente inexistente. Sin embargo, su potencial es significativo, y complementario al de la eólica marina, puesto que ambas tecnologías pueden coexistir en un mismo emplazamiento, una de ellas aprovechando el viento local, y la otra aprovechando el viento lejano cuya energía cinética se ha almacenado en las olas.

En principio esta tecnología no estaba pensado incorporarla en el estudio, pero en base a las estimaciones de potencial que hemos realizado hemos decidido incorporarla. Sin embargo, la evaluación de la generación potencial y del techo de potencia a instalar que presentamos en esta primera parte del proyecto tiene un carácter aproximado, y se corresponde a evaluaciones bastante menos detalladas que con las otras tecnologías.

Gráfico 239 Distribución por CC.AA. del techo de potencia de centrales de chimenea solar

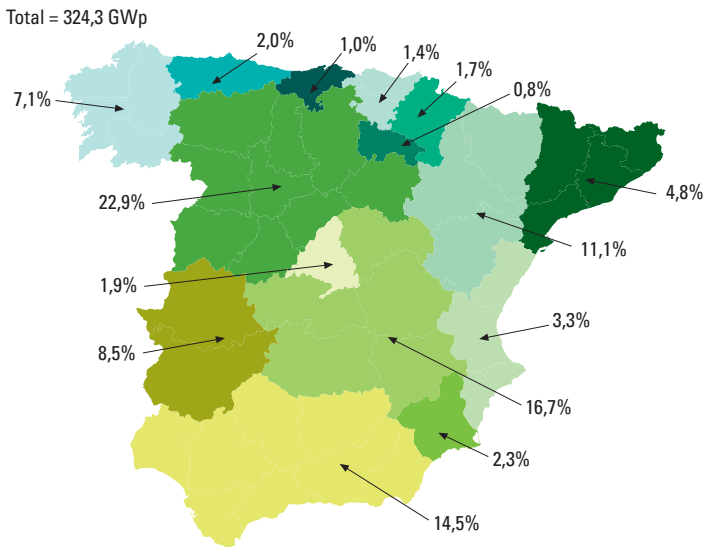


Gráfico 240 Distribución por CC.AA. del techo de generación de centrales de chimenea solar, expresado como porcentaje del techo de generación peninsular

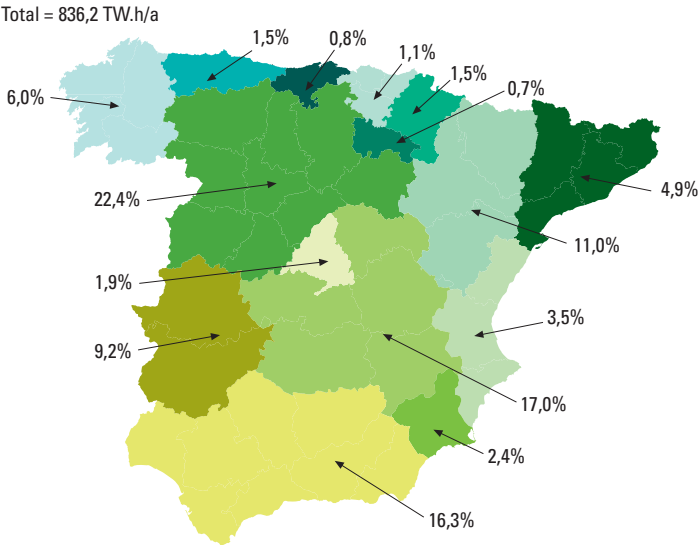
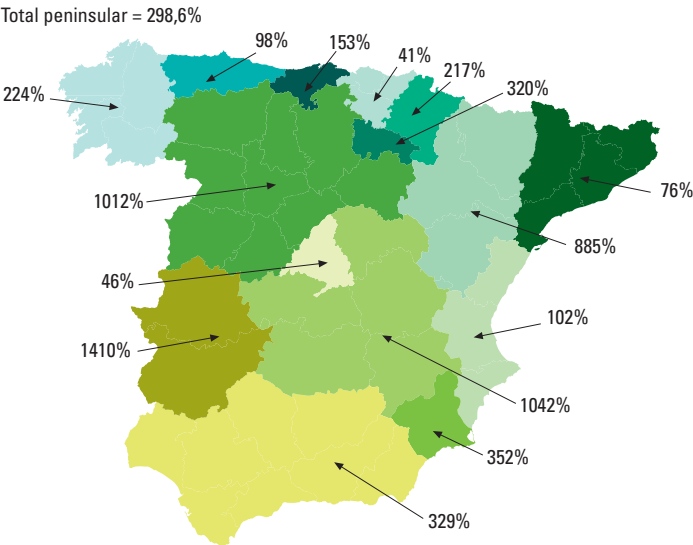


Gráfico 241 Distribución por CC.AA. del techo de generación de centrales de chimenea solar, expresado como porcentaje de la demanda eléctrica por CC.AA. proyectada para el año 2050



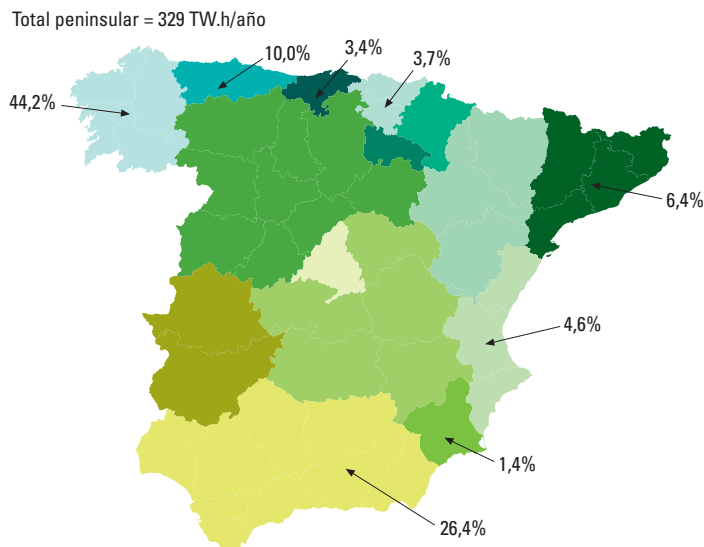
La única referencia que hemos encontrado relativa a la evaluación del recurso es un mapa mundial con indicación de la potencia media en (Boile G., 1996). A partir de los valores mostrados en este mapa para España, modulándolos con las características de las distintas regiones costeras según nuestro conocimiento cualitativo, y mediante una evaluación SIG de la línea de costa potencialmente aprovechable en la franja de 5 km a 30 km donde previsiblemente se instalarán los aerogeneradores off-shore, hemos deducido la producción potencial con esta tecnología (asumiendo un rendimiento medio de conversión representativa de los sistemas actuales). Es de resaltar que la línea de costa a la que nos referimos es de longitud considerablemente inferior a la línea de costa geográfica, y no reproduce las irregularidades de la costa real. Se trata de una línea trazada paralelamente a la línea media de costa y colocada en la franja de 5 a 30 km de distancia. Esta línea de costa nos proporciona una estimación del potencial energético de las olas cercanas a tierra y por tanto apropiadas para su aprovechamiento energético con unos requerimientos de infraestructura similares (e incluso compartidos) con la eólica off-shore. Sin embargo, no es necesario que físicamente los sistemas se distribuyan linealmente. Pueden estar alternos dentro de esa franja de 5 a 30 km aprovechando cada uno el frente de olas correspondiente pero sin generar una barrera continua.

En el Gráfico 242 mostramos la energía anual potencialmente obtenible en cada Comunidad Autónoma. Como vemos, con una potencia instalada de 134,03 GW se obtendría una generación potencial de 329 TW.h/año, esto es, un 118% de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050. Incluso si asumi-

mos que el potencial técnicamente aprovechable es sólo el 90% del disponible (la opción de distribuir los sistemas intercalados en su distancia a la costa hace que no exista una barrera continua), con una potencia instalada de 84,4 GW, la energía eléctrica total sería de 296 TW.h/año, todavía superior a los 280 TW.h/año proyectados como demanda peninsular. Por tanto, la contribución potencial de la energía de las olas en un sistema de gran penetración renovable puede ser muy importante. Si además tenemos en cuenta que tanto este sistema como la eólica marina anteriormente evaluada no compiten en el espacio por aprovechar recursos complementarios, sino que incluso presentan sinergias al poder compartir estructuras (líneas de transmisión, etc.), nos encontramos con dos tecnologías tales que el potencial de cada una de ellas es superior a la demanda proyectada. Evidentemente, la capacidad de cubrir temporalmente la demanda eléctrica forzaría a regular estas tecnologías de tal forma que funcionen con un factor de capacidad inferior a su máximo no pudiendo aprovechar su máxima generación potencial, pero incluso funcionando a un factor de capacidad relativo a su máximo inferior al 50% ya habría capacidad de cubrir la demanda. *[Ver Gráfico 242].*

Respecto a las restricciones ambientales, la información geográfica que hemos manejado (Red Natura 2000 y red de Espacios Naturales Protegidos) incorporan porcentajes muy elevados de protección de línea de costa en la gran mayoría de provincias, lo cual contrasta con el fuerte desarrollo urbanístico en algunas de estas áreas. Dada la dificultad de discernir en SIG si la región protegida se limita a la costa tierra adentro o abarca también la región marina, y dado que la explotación de tecnología de las olas se plantearía

Gráfico 242 Producción eléctrica anual a partir del aprovechamiento de la energía de las olas, aprovechando toda la línea de costa



a distancias de la costa superiores a 5 km y se realizaría con tecnología de muy bajo impacto (se han excluido los sistemas OWC en costa), vamos a considerar como techo de producción con las olas el correspondiente a explotar el 90% de la línea de costa. En el Gráfico 243 mostramos la potencia media anual (no la potencia instalada) por CC.AA. de los sistemas de generación eléctrica con energía de las olas. [Ver Gráfico 243].

Para apreciar mejor el gran potencial de esta tecnología, en el Gráfico 244 mostramos la producción eléctrica con tecnología de las olas en cada Comunidad en valor relativo a su demanda eléctrica proyectada para el 2050, y teniendo en cuenta que sólo se aprovecha un 90% de los emplazamientos potencialmente disponibles. Como vemos, la cobertura relativa de la demanda eléctrica de las CC.AA. con línea de costa es del 156% en total, siendo

muchas de ellas excedentarias (Galicia, Cantabria, Asturias y Andalucía). A nivel provincial todavía es más exagerado el carácter excedentario de algunas zonas, resaltando por ejemplo A Coruña con una producción eléctrica de un 1035% de su demanda proyectada para el 2050, Huelva con un 907% y Cádiz con un 592%. [Ver Gráfico 244].

En el Gráfico 245 mostramos la producción eléctrica en cada Comunidad aprovechando un 90% de su potencial de energía de las olas, en valor relativo a la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Como vemos, Galicia, Andalucía y Cataluña proporcionan todas ellas aportaciones muy importantes a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular. [Ver Gráfico 245].

A la vista de estos resultados mostrando la importante contribución potencial de esta

238

Gráfico 243 Reparto por CC.AA. del techo de potencia de los sistemas de generación eléctrica aprovechando la energía de las olas

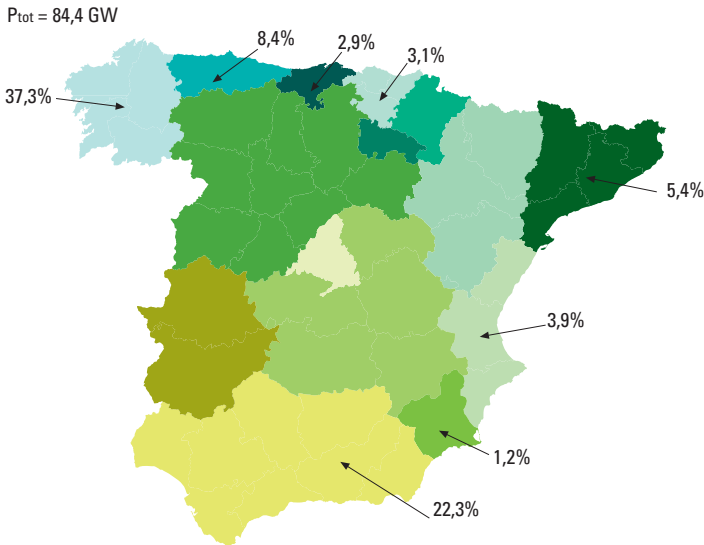


Gráfico 244 Cobertura relativa de la demanda eléctrica en cada Comunidad Autónoma con generación eléctrica a partir de la energía de las olas, aprovechando el 90% del potencial disponible

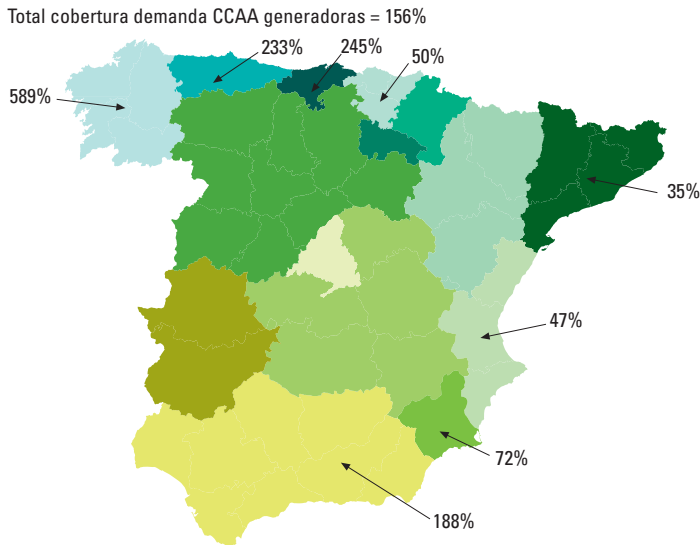
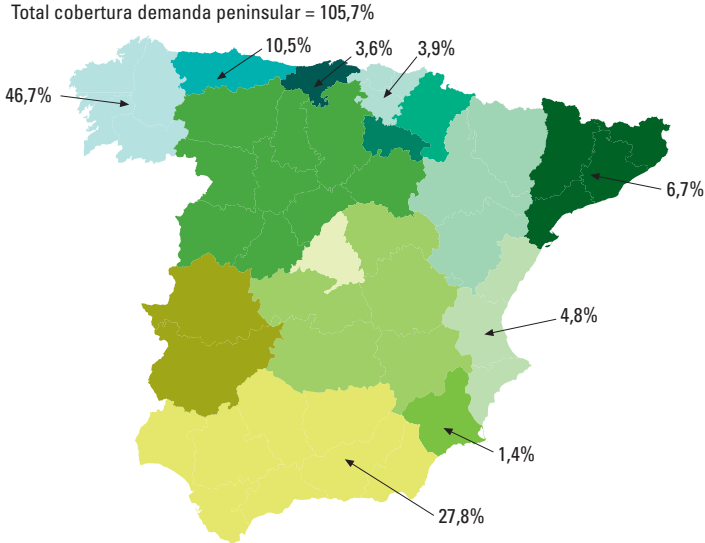


Gráfico 245 Cobertura relativa de la demanda eléctrica peninsular con generación eléctrica a partir de la energía de las olas en las distintas Comunidades Autónomas, aprovechando el 90% del potencial disponible



tecnología para satisfacer las necesidades eléctricas en el año 2050, a pesar de su menor desarrollo comercial en la actualidad, y teniendo en cuenta que tecnológicamente no presentan grandes problemáticas a resolver, y es más, el hecho de que su desarrollo puede compartir gran parte de recursos con el de la eólica marina que sin duda va a implementarse, hemos optado por incluir la energía de las olas en el mix energético del escenario renovable desde un principio.

5.3.7. Geotérmica

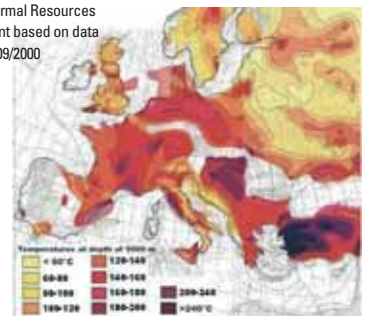
A partir de una evaluación preliminar llegamos a la conclusión de que el recurso geotérmico en la España peninsular mediante la tecnología de HDR era significativo, motivo por el cual hemos procedido a recopilar la información disponible sobre evaluación del recurso y a procesarla para obtener una valoración más precisa del potencial existente, mediante la estimación de los techos

de potencia y generación, así como su distribución en la península.

Hasta la fecha se ha prestado relativamente poca atención a la evaluación del recurso geotérmico en nuestro país. En el Gráfico 246 mostramos un mapa europeo de temperaturas a 5 km de profundidad, en el

Gráfico 246 Mapa de recursos geotérmicos en Europa para la aplicación de HDR. Temperatura de las rocas a 5 km de profundidad

European Geothermal Resources
Working document based on data
integrated on 01/09/2000



240 que podemos constatar la ausencia de valores en la mayoría de la península. [Ver Gráfico 246].

La información disponible sobre la evaluación del recurso geotérmico en nuestro país se encuentra en (Fernández M., et al, 1998) y en (Hurter S., Haenel R., 2002). En estas referencias se presentan las medidas realizadas hasta la fecha de flujos de calor superficiales y conductividades del terreno. Al procesar esta información hemos constatado la falta de uniformidad territorial en la misma, por lo que hemos procedido a procesar la información disponible en forma de valores medios provinciales, y mediante interpolación con los valores disponibles, teniendo en cuenta la estructura geológica de los emplazamientos, hemos procedido a completar la información disponible para tener una primera aproximación de los mapas peninsulares de flujo de calor superficial y conductividades del terreno. Evidentemente, sería preciso profundizar más en la evaluación del recurso, midiendo los flujos de calor en todos los emplazamientos interpolados, y analizando la variación de la conductividad del terreno con la profundidad, aspectos que quedan completamente fuera del alcance de este proyecto. Sin embargo, con los mapas obtenidos, hemos podido proceder a realizar la primera evaluación a nivel peninsular de las posibilidades de esta tecnología con suficiente precisión como para evidenciar la necesidad de estudios posteriores que profundicen en la valoración del potencial.

En los Gráficos 247 y 248 mostramos los mapas de conductividad del terreno y flujos de calor empleados para la valoración de los techos de potencia y generación geotérmica. [Ver Gráficos 247 y 248].

Gráfico 247 Mapa de conductividad del terreno



Gráfico 248 Mapa de flujo de calor geotérmico



El planteamiento de aprovechamiento geotérmico que vamos a realizar es manteniéndose dentro de los límites de sostenibilidad de explotación del recurso, lo cual conduce a potencias instaladas significativamente inferiores a las que actualmente se emplean en los emplazamientos geotérmicos explotados.

Puesto que la tecnología está comercialmente disponible en ciclos de potencia a partir de 0,2 MW, y dado que la captación energética, y por tanto el mayor impacto sobre el medio, se desarrolla a gran profundidad, en principio podría pensarse que toda la superficie nacional sería apta para aprovechar el flujo geotérmico. Sin embargo, y dado que el elevado coste de la perforación forzará a la implementación de potencias elevadas para reducir la repercusión económica sobre el coste de la electricidad, vamos

a excluir ciertas áreas de las posibilidades de aprovechamiento geotérmico, como los espacios protegidos, con el fin de evitar su impacto en superficie. Sin embargo, y dado que una central geotérmica en superficie accede al recurso geotérmico del subsuelo situado en una extensión muy superior a la ocupada por la central, no excluiríamos de la contabilidad geotérmica áreas con otro uso superficial ya establecido.

En cuanto a los usos del terreno hemos impuesto los siguientes criterios:

- No se consideran aptos para la generación geotérmica de electricidad los distintos usos de suelo:
 - Zonas asociadas a Espacios Naturales Protegidos, declarados y en proceso formal de declaración por el Estado y las Comunidades Autónomas.
 - Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LIC).
 - Los siguientes usos de suelo según nomenclatura Corine:
 - 3.3.5. Glaciares y nieves permanentes
 - Sólo se considera accesible para la generación geotérmica de electricidad el porcentaje indicado entre paréntesis de los siguientes usos del suelo (según nomenclatura Corine):
 - 1.1. Zonas urbanas (50%).
 - 1.2.1. Zonas industriales o comerciales (70%).
 - 1.4. Zonas verdes artificiales, no agrícolas (50%).
 - 3.1. Bosques (70%).
 - 3.2. Espacios de vegetación arbustiva y/o herbácea (70%).

En cuanto a la tecnología vamos a adoptar los siguientes parámetros representativos de la situación actual:

- $CF = 90\%$.
- $\eta_{\text{ciclo}} = 11\%$.
- $P_{\text{neta}} = 50 \text{ MWe}$.
- Consumo bombeo = 17% de P_{neta} .

Respecto al recurso, hemos asumido que en todos los casos se perfora hasta la suficiente profundidad (dependiente del recurso geotérmico disponible) para alcanzar 180°C en las rocas.

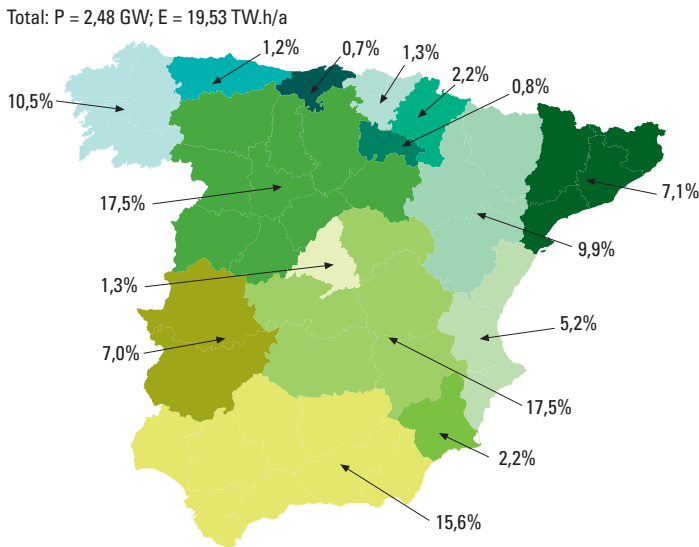
Como resultados globales a nivel peninsular del análisis realizado obtenemos que la máxima potencia instalable sin incorporar restricciones del uso del terreno pero manteniendo el requisito de sostenibilidad en la explotación, es de $3,88 \text{ GWe}$, con una generación eléctrica de $30,6 \text{ TW.h/año}$.

De estos valores podemos concluir que incluso manteniéndonos en los límites de la explotación sostenible la potencia y generación potenciales son suficientemente elevadas para que la tecnología pueda jugar un papel relevante.

Al imponer restricciones en el uso del terreno, manteniéndonos siempre dentro de los límites de sostenibilidad en la explotación del recurso, los techos de potencia y generación a nivel peninsular quedan de la siguiente forma:

- Sin restricciones:
 - $P = 3,88 \text{ GW}$.
 - $E = 30,6 \text{ TW.h/año}$.
- Con restricciones de espacios naturales:
 - $P = 2,82 \text{ GW}$.
 - $E = 22,2 \text{ TW.h/año}$.
- Añadiendo las restricciones en usos de espacios:
 - $P = 2,48 \text{ GW}$.
 - $E = 19,5 \text{ TW.h/año}$.

Gráfico 249 Distribución por CC.AA. de los techos de potencia y generación dentro de los límites de sostenibilidad y con todas las restricciones de uso de terreno impuestas



En el Gráfico 249 mostramos el reparto por CC.AA. de los techos de potencia y generación en el caso de adoptar todas las restricciones en usos del terreno. [Ver Gráfico 249].

5.3.8. Hidroeléctrica

Respecto a los techos de potencia y generación hidroeléctrica vamos a considerar los objetivos del PFER como potencia efectiva instalada en el 2050. El potencial de la hidroeléctrica en nuestro país es superior a los objetivos marcados por el PFER, pero el potencial pendiente de desarrollar es difícil que se llegue a implementar por motivos medioambientales, por lo que no vamos a asumir desarrollo alguno más allá de los objetivos del PFER para 2010.

Respecto a la minihidráulica ($P < 10$ MW), el PFER propone un total de 2.228 MW para el 2010. El potencial referenciado en el

PFER es de 3.929 MW, y la potencia total incluyendo la que estaba en trámite de aprobación en 1999 era de 2.856 MW. El RD 436/04 establece un límite de validez del régimen económico actual al alcanzar 2400 MW. El documento de planificación de los sectores de electricidad y gas (MINECO, 2002) menciona 2.380 MW.

Respecto a las centrales con $P > 10$ MW, la propuesta del PFER para 2010 es de 16.571 MW, mientras que el potencial referenciado en este documento es de 26.608 MWe, y el total incluyendo las centrales en trámite en 1998 era de 18.917 MW. En (MINECO, 2002) se apunta a un total de 16.571 MW (incluyendo todas las potencias), y el existente en 2003 (REE, 2003) era de 16.657 MW. En (EC, Enero 2003) se presentan escenarios para España que incluyen un incremento de la

potencia hidroeléctrica hasta alcanzar los 19.760 MW para el año 2030.

tirar de reservas interanuales, o seco si se tira de reservas.

Como vemos, existe un potencial significativamente superior a los valores adoptados por el PFER para 2010, pero en base a la problemática ambiental de su desarrollo, de forma conservadora asumiremos que la potencia instalada en 2050 en centrales convencionales y mixtas en el R.O. se corresponde con el objetivo del PFER para el 2010 (esto es, 16.571 MW). Para esta potencia asumiremos una producción eléctrica por aportaciones naturales y gestión de reservas de 30,71 TW.h/año, la cual, tomado como base el producible hidroeléctrico histórico en 2003, y asumiendo una proporcionalidad del mismo con la potencia instalada, es equivalente a asumir un índice de producible hidráulico menor o igual que el 90%, esto es, un año hidráulico ligeramente seco sin

En los Gráficos 250 a 253 mostramos la distribución por CC.AA. de la potencia y producción minihidráulica, hidráulica de más de 10 MW e hidráulica total que asumiremos implementadas en el 2050. [Ver Gráficos 250, 251, 252 y 253].

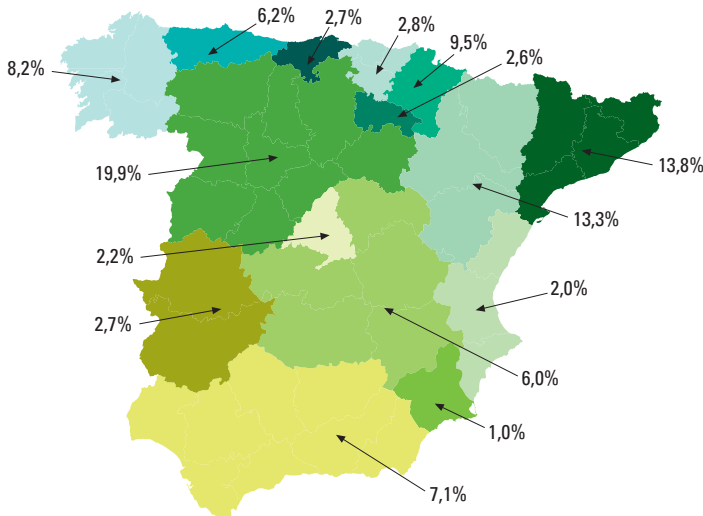
En el Gráfico 254 mostramos la modulación estacional del producible hidroeléctrico en el 2003. Para el 2050 adoptaremos la misma modulación estacional pero escalada por un factor de 1,176 para tener en cuenta la modificación de la potencia instalada. [Ver Gráfico 254].

5.4. Recopilación de techos de generación

Pasamos a continuación a recopilar los techos de potencia y generación anteriormente evaluados para adquirir una perspectiva global

Gráfico 250 Potencia y generación minihidráulica para 2050

P = 2,228 GW; E = 6,91 TW.h/a



244 de las posibilidades de las renovables en la cobertura de la demanda energética en nuestro país.

En la Tabla 28 mostramos los techos de potencia y generación peninsulares de las distintas tecnologías consideradas y obtenidas

Gráfico 251 Potencia y generación de hidráulica con potencia superior a 10 MWe para el 2050

P = 16,571 GW; E = 30,71 TW.h/a

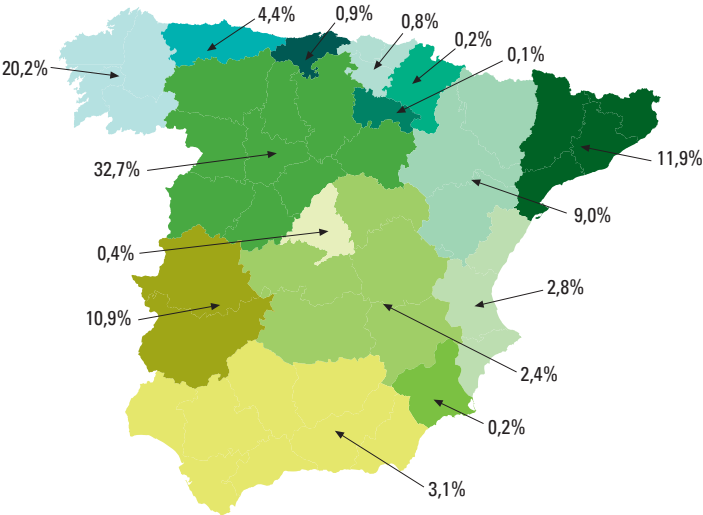


Gráfico 252 Potencia total hidráulica para el 2050

P = 18,80 GW

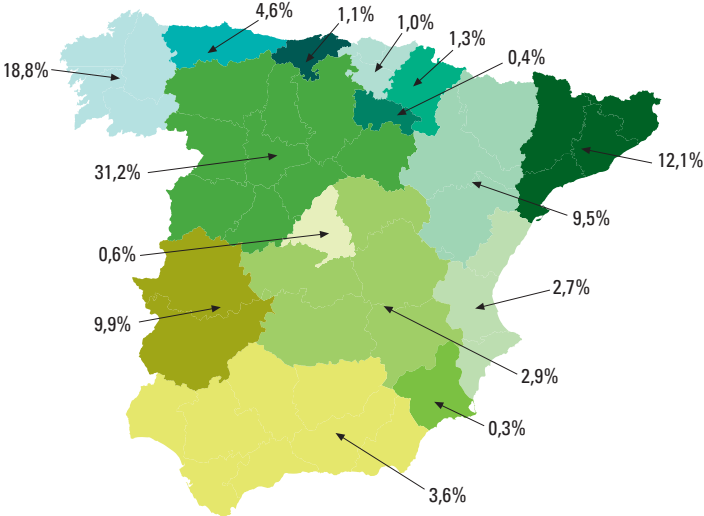


Gráfico 253 Generación total hidráulica para el 2050

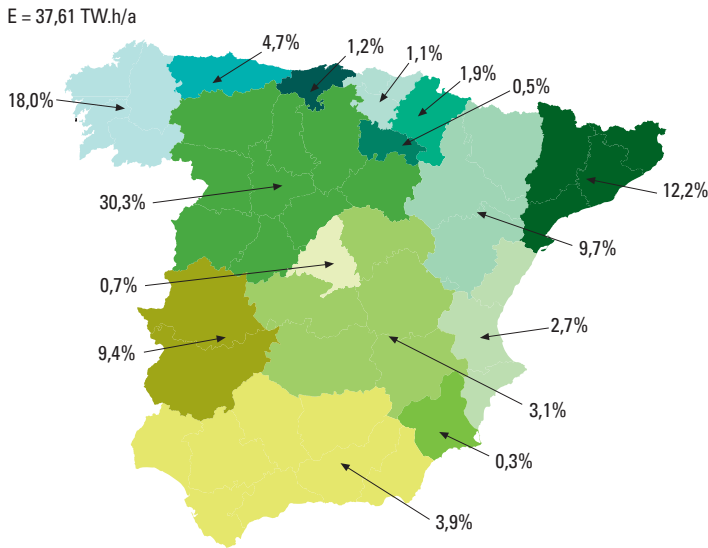


Gráfico 254 Modulación estacional del producible hidroeléctrico en el 2003 (REE, 2003). Para el 2050 adoptaremos la misma modulación pero escalada por un factor de 1,176

Energía producible hidráulica diaria durante 2003 comparada con el producible medio histórico (GWh)

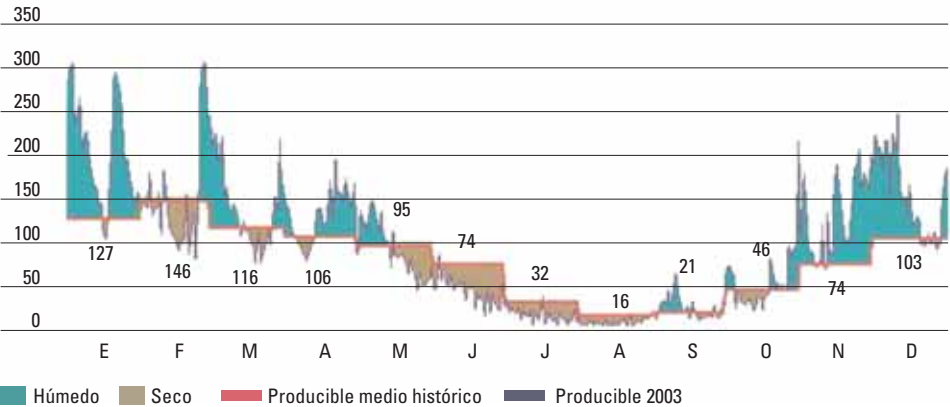


Tabla 28 Techos de potencia y generación peninsular

	Techo potencia (GWp)	Techo generación (TW.h/año)	Demanda eléctrica (%)	Demanda total (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda total		1525			
Demanda eléctrica		280			
Hidroeléctrica (P >10 MW)*	16.6	30.7	11.0	2.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	2.5	0.5	
Eólica terrestre (CF datos CNE)***	915.1	1902	679.3	124.7	56.64
Eólica terrestre (CF Weibull)***	915.1	2285	816.1	149.8	56.64
Eólica marina	164.8	334.0	119.3	21.9	
Fotovoltaica integrada	494.5	569.3	203.3	37.3	
Fotovoltaica azimutal	708.4	1382.0	493.6	90.6	8.82
Biomasa residual y biogas	7.3	50.9	18.2	3.3	
Cultivos energéticos	4.7	35.2	12.6	2.3	6.34
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 3%)****	1.9	14.4	5.1	0.92	33
Cultivos forestales de rotación rápida (p < 10%)	5.1	38.2	13.6	2.5	5.73
Monte bajo (p< 4%)****	1.3	9.4	3.4	0.6	5.42
Monte bajo (p< 10%)	2.3	17.2	6.1	1.1	9.43
Biomasa total (menor pendiente)	15.2	109.8	39.2	7.2	14.09
Biomasa total (mayor pendiente)	19.5	141.5	50.5	9.3	21.50
Solar termoelectrónica	2738.8	9897.0	3534.6	649.0	13.26
Chimenea solar	324.3	836.0	298.6	54.8	14.60
Olas	84.4	296.0	105.7	19.4	
Geotérmica HDR*****	2.5	19.5	7.0	1.3	0.0002

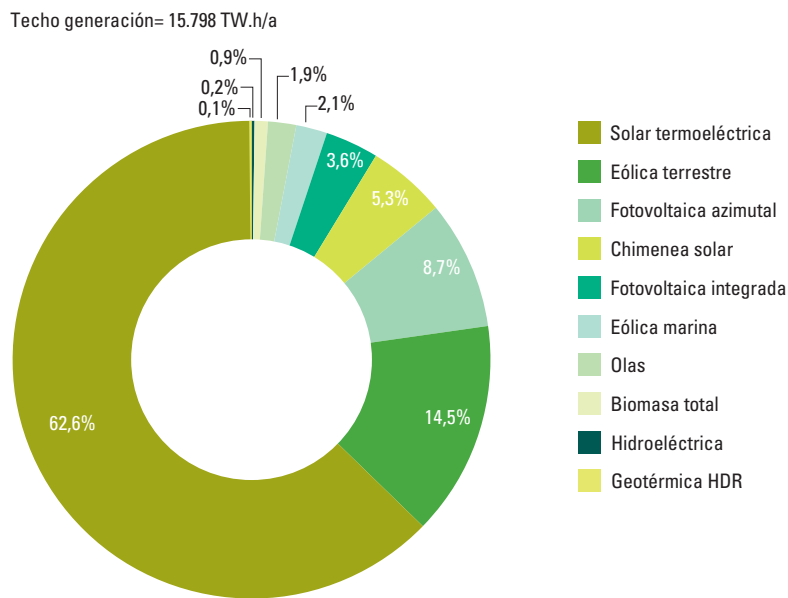
* Se corresponde con los objetivos para 2010 de (PFER, 1999). No se añade ocupación de terreno por no haberse evaluado en el marco de este proyecto. La ocupación de terreno corresponde a los embalses actualmente ya existentes.

** Elaborado a partir de los objetivos para 2010 de (PFER, 1999) adaptando los rendimientos de conversión.

*** La ocupación del terreno mostrada se corresponde con la de los parques eólicos. Sin embargo debe tenerse en cuenta que un parque eólico con las densidades de potencia y el tamaño de máquina considerados, permite simultaneidad de usos el terreno del parque con otras aplicaciones. En la eólica se proporcionan dos techos de generación asociados a dos métodos de cálculo del factor de capacidad. Por falta de disponibilidad de datos eólicos representativos para cada provincia, los techos de generación se han evaluado mediante los factores de capacidad registrados por la CNE en el año 2003, y mediante distribuciones de potencial eólico valoradas como representativas de los emplazamientos tipo. El gran parecido de ambos resultados, y el hecho de que representa el techo de generación de una implementación eólica a gran escala (los emplazamientos muy buenos son minoritarios y ya están ocupados), permite ver estos resultados como una buena estimación conservadora de la capacidad de generación.

**** Tanto en los cultivos forestales de rotación rápida (CFRR) como en el aprovechamiento del monte bajo, la pendiente máxima del terreno para la explotación del recurso ha resultado ser un factor importante para la obtención de los techos. Para mostrar su efecto, se muestran resultados de techos para dos pendientes, la menor correspondería a una aplicación actual directa, y la segunda requeriría el desarrollo de maquinaria apropiada.

***** En la geotérmica HDR, el área de ocupación indicada corresponde a la estimación de equipos en superficie, pero el aprovechamiento de área de flujo geotérmico correspondería al 63,6% de la superficie peninsular.

Gráfico 255 Techo de generación con renovables. Reparto porcentual entre las distintas tecnologías

en este proyecto, así como los porcentajes de ocupación del territorio peninsular que estarían asociados a implementar estos techos y los porcentajes de cobertura de la demanda eléctrica peninsular y demanda total (proyectadas para el 2050) que proporcionaría el desarrollo de dicho potencial.

Se presenta también en la misma tabla las demandas eléctrica y de energía total proyectadas para el 2050 en la España peninsular. En el Gráfico 255 mostramos el reparto porcentual en el techo de generación. [Ver Gráfico 255].

Al observar estos resultados, salta a la vista la gran capacidad de generación de las tecnologías renovables en su conjunto, con algunas de ellas alcanzando por sí mismas un techo de generación superior (y en algu-

nos casos muy superior) a las demandas, tanto de energía eléctrica como total, y por lo general ocupando un porcentaje relativamente pequeño de la superficie peninsular. Debemos recalcar que en la determinación de los techos de potencia y generación se han excluido ya todas las zonas con algún carácter de protección de espacio natural (28% del territorio peninsular), y los usos del terreno incompatibles con la implementación de las tecnologías en cuestión.

Si sumáramos todos los techos de las distintas tecnologías presentados en la tabla anterior, obtendríamos una cota superior del techo total de generación basado en tecnologías renovables (15.798 TW.h/a). Empleamos el término “cota superior” por corresponder a un techo, y por poder existir intersecciones en usos de espacios entre

las distintas tecnologías. Sin embargo, dadas las restricciones impuestas en el uso del suelo para el análisis de cada uno de los techos de potencia, las intersecciones entre tecnologías están bastante limitadas. En efecto, incluso las intersecciones con la eólica terrestre, que es la tecnología que ocupa un mayor porcentaje del territorio, son poco relevantes por poder coexistir en el mismo territorio la eólica terrestre con otras tecnologías como la biomasa, e incluso con la solar (dada la baja densidad de potencia eólica instalada y el tamaño de las máquinas empleadas, las pérdidas por sombreamiento de los aerogeneradores sobre los colectores solares serían muy limitadas). Esta cota superior del techo de generación con renovables representa una capacidad de generación de 56,42 veces la demanda peninsular de electricidad para el 2050, o de 10,36 veces la demanda de energía total peninsular para el 2050.

Con una abundancia tan grande de capacidad de generación con energías renovables, y dadas las fuertes restricciones ambientales que ha alcanzado nuestro modelo energético actual, parece una irresponsabilidad no planificar el desarrollo de nuestro modelo energético encaminándolo directamente y de forma racional hacia un sistema 100% renovable.

6. Evaluación preliminar de los requerimientos de la potencia renovable instalada

En la segunda parte de este proyecto se acometerá el análisis de los requerimientos de potencia renovable instalada con mayor grado de detalle, pero a modo previo resulta interesante tener alguna idea previa de la configuración requerida de un parque de generación capaz de cubrir el 100% de la demanda energética.

6.1. Cobertura demanda eléctrica

Con la filosofía de diversificación tecnológica anteriormente comentada, en la Tabla 28 mostramos un posible mix tecnológico con capacidad de generación del 180% de la demanda eléctrica proyectada (aproximación del sobre-dimensionado requerido para regular el sistema en el caso de emplear como sistema de distribución una red eléctrica), es decir, asumiendo un rendimiento del sistema de regulación-transporte del 56%. Con una potencia pico instalada de 180 GW este sistema de generación ocuparía tan solo el 5,3% de la superficie peninsular. En la misma tabla se muestra el porcentaje de desarrollo requerido del techo de cada tecnología anteriormente expuesto para implementar este parque generador. En el Gráfico 256 mostramos el reparto porcentual de potencia y capacidad de generación entre las distintas tecnologías. Un par de anotaciones para matizar estos resultados:

- Hemos considerado una reducción de actuaciones proporcional al uso recurso, pero realmente al emplear los mejores emplazamientos, que evidentemente serían

los primeros en desarrollarse, la ocupación del territorio sería incluso inferior a la mostrada en esta tabla.

- Hemos presentado un mix que de cabida a todas las tecnologías, pero empleando las tecnologías de mayor densidad energética se podría reducir significativamente el requerimiento de superficie (siempre y cuando la reducción de variedad tecnológica no condujera a un gran incremento en requerimiento de sobredimensionado de potencia).
- Respecto a los CFRR y al aprovechamiento del monte bajo hemos asumido los techos asociados a las menores pendientes de explotación del terreno. *[Ver Tabla 28 y Gráfico 256].*

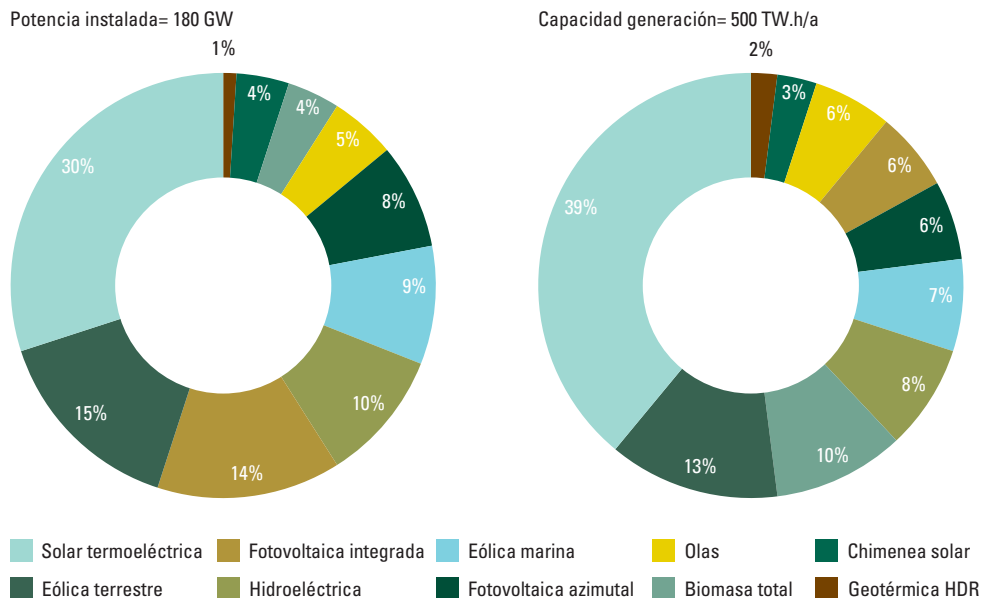
6.2. Cobertura demanda total

En el caso de plantearnos el abastecimiento del 100% de la demanda energética total en el 2050 con energías renovables resulta evidente que habría que introducir algún otro sistema de distribución energética adicional, o incluso reemplazando totalmente a la red eléctrica de transporte. Este sistema de distribución adicional, mediante la introducción de otro vector energético de más fácil almacenamiento y por tanto más apropiado para los otros sectores energéticos, relajaría mucho la exigencia de sobre-dimensionado para satisfacer el acoplamiento temporal de demanda y capacidad de generación. Queda fuera del alcance de este proyecto el analizar este sistema de distribución energética, pero si nos parece adecuado esbozar los

Tabla 28 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda eléctrica peninsular, con un sobre dimensionado de capacidad generadora del 178% (rendimiento de regulación-transporte del 56%)

	Techo potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda eléctrica		280		
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica terrestre (CF Weibull)	27.5	68.55	3.0	1.70
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	24.7	28.5	5.0	
Fotovoltaica azimutal	14.2	27.6	2.0	0.18
Biomasa residual y biogas**	5.8	40.7	80.0	
Cultivos energéticos	0.9	7.0	20.0	1.27
Cultivos forestales de rotación rápida	0.4	2.9	20.0	0.47
Monte bajo	0.3	1.9	20.0	1.08
Biomasa total	7.4	52.5		2.82
Solar termoeléctrica	54.8	197.9	2.0	0.27
Chimenea solar	6.5	16.7	2.0	0.29
Olas	8.4	29.6	10.0	
Geotérmica HDR	1.0	7.8	40.0	0.00
TOTAL renovables	180	500		5.3

Gráfico 256 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda eléctrica peninsular, contando con un rendimiento de regulación y transporte del 56%. Reparto porcentual de potencia instalada y capacidad de generación de las distintas tecnologías



252

límites e implicaciones de dicho sistema de generación. En la Tabla 29 mostramos un posible mix tecnológico con capacidad de generar una cantidad de energía igual a la demanda de energía total peninsular para el 2050, es decir, asumiendo un rendimiento del 100% del sistema de transporte y regulación. Por tanto, este sistema de generación energética con una potencia pico instalada de 523 GW y ocupando un 13,6% de la superficie de la España peninsular, constituye una cota inferior del sistema de generación requerido. Si asumimos que el rendimiento global del sistema de regulación y transporte es del 80%, mediante un ligero incremento porcentual

del aprovechamiento del techo de solar termoelectrica vemos en la Tabla 30 cómo podría configurarse dicho sistema generador, con una potencia pico total de 627 GW y una ocupación del 14,1% del territorio de la España peninsular. En el Gráfico 257 mostramos el reparto porcentual de potencia instalada y capacidad de generación entre las distintas tecnologías. Estos resultados nos muestran claramente la gran capacidad de acomodar las pérdidas del sistema de regulación-transporte sin ocupar cantidades exageradas de territorio que nos proporcionan los elevados techos de generación renovable de que disponemos. [Ver Tablas 29 y 30 y Gráfico 257].

Tabla 29 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda energética total peninsular, suponiendo un sistema de regulación y transporte con 100% de rendimiento (cota inferior del sistema de generación necesario)

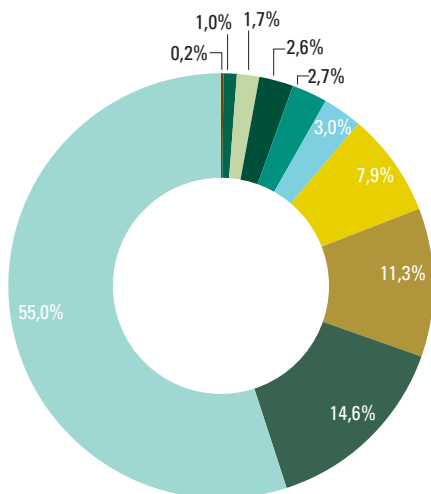
	Potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda eléctrica		1525		
Hidroeléctrica (P > 10 MW) *	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica Terrestre (CF Weibull)	91.5	228.5	10.0	5.66
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	49.5	56.9	10.0	
Fotovoltaica azimutal	70.8	138.2	10.0	0.88
Biomasa residual y biogas**	7.3	50.9	100.0	
Cultivos energéticos	1.9	14.1	40.0	2.54
Cultivos forestales de rotación rápida	0.8	5.7	40.0	0.93
Monte bajo	0.5	3.8	40.0	2.17
Biomasa total	10.4	74.4		5.64
Solar termoelectrica	240.8	870.3	8.8	1.17
Chimenea solar	6.5	16.7	2.0	0.29
Olas	16.9	59.2	20.0	
Geotérmica HDR	1.2	9.8	50.0	0.0001
TOTAL renovables	523	1525		13.6

Tabla 30 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda energética total peninsular, suponiendo un sistema de regulación y transporte con 80% de rendimiento

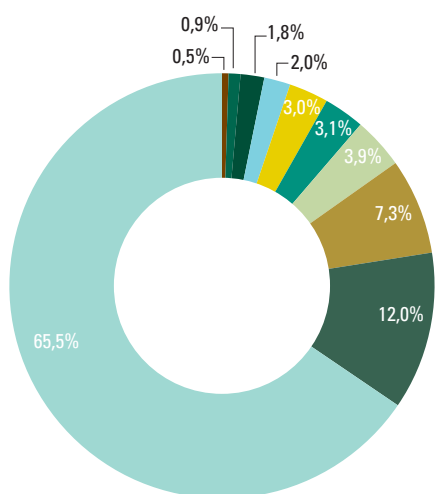
	Potencia (GWp)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Demanda eléctrica		1525		
Hidroeléctrica (P >10 MW) *	16.6	30.7	100.0	
Minihidráulica (P < 10 MW)**	2.2	6.9	100.0	
Eólica Terrestre (CF Weibull)	91.5	228.5	10.0	5.66
Eólica marina	16.5	33.4	10.0	
Fotovoltaica integrada	49.5	56.9	10.0	
Fotovoltaica azimutal	70.8	138.2	10.0	0.88
Biomasa residual y biogas**	7.3	50.9	100.0	
Cultivos energéticos	0.9	7.0	20.0	1.27
Cultivos forestales de rotación rápida	1.9	14.1	40.0	2.54
Monte bajo	0.8	5.7	40.0	0.93
Biomasa total	0.5	3.8	40.0	2.17
Solar termoeléctrica	10.4	74.4		5.64
Chimenea solar	344.6	1245.3	12.6	1.67
Olas	6.5	16.7	2.0	0.29
Geotérmica HDR	1.2	9.8	50.0	0.0001
TOTAL renovables	627	1900		14.1

Gráfico 257 Propuesta preliminar de un mix tecnológico para abastecer el 100% de la demanda de energía total peninsular, contando con un rendimiento de regulación y transporte del 80%. Reparto porcentual de potencia instalada y capacidad de generación de las distintas tecnologías

Potencia instalada= 627 GW



Capacidad generación= 1.900 TW.h/a



■ Solar termoeléctrica
 ■ Fotovoltaica azimutal
 ■ Olas
 ■ Hidroeléctrica
 ■ Chimenea solar
■ Eólica terrestre
 ■ Fotovoltaica integrada
 ■ Biomasa total
 ■ Eólica marina
 ■ Geotérmica HDR

7. Conclusiones

La falta de homogeneidad y consistencia entre los distintos escenarios disponibles sobre el desarrollo de las energías renovables en nuestro país invalida su uso como condiciones de contorno relevantes de cara a analizar las posibilidades de una elevada cobertura de la demanda energética con energías renovables.

En el marco de este proyecto se han elaborado escenarios tecnológicos de desarrollo de las distintas tecnologías renovables para el año 2050, manteniendo un enfoque conservador en el sentido de no extrapolar las posibilidades tecnológicas más allá de lo que hoy en día resulta evidente. Evaluando a nivel provincial las actuaciones de las distintas tecnologías analizadas, y empleando una herramienta SIG para imponer las restricciones relevantes sobre los usos del suelo (incluyendo las restricciones medioambientales), se han evaluado de forma homogénea y coherente los techos de potencia y generación de las tecnologías renovables en la España peninsular, en valor absoluto y con su distribución geográfica.

En la España peninsular se dispone de una gran capacidad de generación de energía con tecnologías renovables. La suma de todos los techos de generación nos proporciona una capacidad equivalente a más de 56 veces la demanda eléctrica peninsular, y más de 10 veces la demanda de energía total, estando ambas demandas proyectadas para el año 2050. Teniendo en cuenta esta gran capacidad de generación y la urgencia en reconducir nuestro sistema

energético hacia la sostenibilidad, consideramos que no hay argumentos para seguir retrasando una reconversión de nuestro sistema energético en esta dirección.

Los techos de potencia y generación obtenidos en este proyecto están muy distantes, tanto cuantitativamente como cualitativamente, de los manejados para planificar el desarrollo de las tecnologías renovables en nuestro país (Plan de Fomento de las Energías Renovables: PFER). Desde el punto de vista cuantitativo, los techos obtenidos en este proyecto están en general en varios órdenes de magnitud por encima tanto de los objetivos actuales de desarrollo de estas tecnologías en nuestro país como de los potenciales estimados en el PFER.

Para la tecnología hidroeléctrica, se han adoptado como válidos los techos del PFER por considerarla una tecnología madura cuyo potencial y restricciones (fundamentalmente medioambientales) ya están bien establecidas.

Respecto a la biomasa, se han introducido mejoras tecnológicas importantes, un aprovechamiento integral de todas sus formas mediante gasificación, y recursos hasta ahora no valorados como los cultivos forestales de rotación rápida (CFRR) y el aprovechamiento del monte bajo. A pesar de todo ello, los techos de potencia obtenidos, si bien por encima de los evaluados en el PFER, son los que tienen un orden de magnitud más parecido a los valorados en el PFER. En líneas generales, y de forma relativa al potencial de

otras tecnologías renovables, debemos concluir que el recurso de biomasa para aprovechamientos energéticos en la España peninsular es relativamente escaso, y teniendo en cuenta las múltiples aplicaciones del mismo (transporte, energía térmica en industria y sector edificación, y generación eléctrica) es prioritario introducir medidas de eficiencia energética y exergética en su explotación. Por otro lado, la densidad energética de la biomasa es varios órdenes de magnitud inferior a la de otras tecnologías que pueden competir por el uso de los mismos terrenos. Respecto a las nuevas fuentes de biomasa energética valoradas en este proyecto (CFRR y monte bajo), podemos concluir que los parámetros que más limitan su aprovechamiento son la máxima pendiente del terreno que se pueda explotar, y las restricciones medioambientales. En efecto, esta biomasa se encuentra principalmente localizada en terrenos con pendiente superior a la de las explotaciones convencionales, y en espacios con alguna categoría de protección ambiental. Acceder a mayores pendientes es un problema tecnológico que probablemente permitiera de aquí al año horizonte ampliar las posibilidades actuales. Hacer un uso de la biomasa energética sostenible y compatible con la conservación ambiental en los espacios que actualmente cuentan con algún grado de protección consideramos que es factible, pero requiere un análisis cuidadoso y particularizado de cada caso para garantizar la compatibilidad.

La eólica terrestre y marina, tienen unos techos de potencia muy superiores a los desarrollos actualmente planificados. Sin embargo, en el caso de la eólica terrestre, el desarrollo de todo su potencial exigiría ocupar un gran porcentaje del territorio penin-

sular (57%), y aunque la explotación eólica podría coexistir con otros usos del suelo, dada la disponibilidad de otras opciones tecnológicas con menores requerimientos de ocupación, no parece adecuado desarrollar más de un 10% de este techo (que sigue siendo más de 4 veces superior a las mayores propuestas actuales).

La fotovoltaica integrada en la edificación presenta un gran potencial (más del doble de la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050) que además no compite en el uso del suelo con ninguna otra tecnología ni uso. La fotovoltaica con seguimiento azimutal con un potencial de generación del orden de 5 veces la demanda peninsular proyectada para el 2050, representa un opción muy interesante para completar la capacidad de generación directamente vinculada a la población en aquellos casos en que no sea posible la integración en los edificios.

La energía de las olas, con una capacidad de generación del orden de 3 veces la demanda eléctrica proyectada para el 2050, y con grandes sinergias con la eólica marina en su desarrollo tecnológico, sorprende que no esté explícitamente considerada en los programas para desarrollar las energías renovables en nuestro país.

La geotérmica de rocas secas, a pesar de su potencial relativamente bajo al compararlo con otras tecnologías, puede proporcionar una contribución significativa a la cobertura de la demanda (del orden de la que proporciona la gran hidroeléctrica), y a la regulación del sistema de generación y transporte eléctrico, por lo que también parecería adecuado incorporarla en los programas destinados al desarrollo de las renovables en nuestro país.

La solar termoeléctrica destaca por lo elevado de sus techos de potencia y generación. Esta gran capacidad de generación (más de 35 veces la demanda eléctrica proyectada para el 2050) entra en fuerte contraste con el tratamiento que ha recibido hasta ahora en nuestro país, y con los tímidos objetivos trazados para la misma en el marco del PFER.

Las chimeneas solares, con una capacidad de generación del orden de 3 veces la demanda eléctrica peninsular para el 2050, constituyen otra tecnología termosolar a tener en cuenta, y para la cual no existen objetivos algunos de desarrollo en nuestro país (ni tan solo es mencionada en el PFER).

En base a los resultados obtenidos, parece técnicamente viable configurar nuestro sistema energético para que sea capaz de satisfacer el 100% de nuestra demanda con fuentes de energía renovable. El mix tecnológico más apropiado y su reparto espacial en la geografía peninsular, vendrán condicionados por el sistema de distribución energética implementado, por las necesidades de regulación de la generación (estrechamente vinculadas con la gestión de la demanda realizada), y por la evolución de costes de cada una de las tecnologías consideradas. Pero ante la evidencia de que es posible disponer de un sistema con una elevada contribución renovable resulta prioritario encaminar de forma coherente las estrategias de desarrollo de nuestro sistema energético hacia este objetivo final.

8. Referencias

- Aitken D.W., Bull S.T., Billmann L.L., *The climate stabilization challenge: can renewable energy sources meet the target?*, Renewable Energy World, Vol.7, Num.6, November-December 2004.
- Aitken D.W., *Transitioning to a Renewable Energy Future*, International Solar Energy Society, White Paper, 2003.
- Alonso Abella M., Chenlo F., *Choosing the right inverter for grid-connected PV systems*, Renewable Energy World, March-April 2004.
- ASIF, *Hacia un futuro con electricidad solar*, octubre, 2003.
- ASIF, *Hacia una electricidad para todos*, octubre, 2004.
- BCG, *Nuevos vientos para el desarrollo sostenible. El reto de la energía eólica en España*, para PEE y Club Español de la Energía, 2003.
- Bombarda P., Macchi E., *Optimum cycles for geothermal power plants*, Proceedings World Geothermal Congress 2000, Japan, May 28-June 10, 2000.
- Boyle G. (Ed), *Renewable Energy. Power for a sustainable future*, Oxford University Press and Open University, 1996.
- BTM Consult, *Viento Fuerza 12. Una propuesta para obtener el 12% de la electricidad mundial con energía eólica para el 2020*, para EWEA y Greenpeace, 2003.
- CNE, *Régimen Especial en España, Información estadística sobre las ventas de energía del régimen especial*, abril 2004.
- Cueli A.B., Alonso M.C., Chenlo F., *Potencial fotovoltaico en edificios de viviendas por Comunidades Autónomas*, ERA SOLAR, num.114, mayo-junio 2003.
- Duffie J.A., Beckmann W.A., *Solar engineering of thermal processes*, Wiley, 1991.
- EC, Directorate-General for Energy and Transport, *European Energy And Transport Trends to 2030*, enero 2003.
- EC, DG JRC, *Photovoltaic Status Report 2004*, October 2004.
- EC, DG JRC, *PVNET. European roadmap for PV R&D*, 2004.
- ECN, *Learning from the sun. Final report from the Photex project*, August 2004.
- EPIA, *EPIA roadmap*, 2004.
- EPIA, Greenpeace, *Solar Generation: Solar electricity for over 1 billion people and 2 million jobs by 2020*, October 2004.
- EPIA, *Solar Electricity in 2010*, 2001.
- EREC (European Renewable Energy Council), *Renewable Energy Scenario to 2040-Half of the global supply from renewables in 2040*, 2004.
- EUREC Agency, *The future for renewable energy 2*, James & James, 2002.
- Eurelectric, *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020)*, julio 2003.
- EUROBSERV'ER, *Photovoltaic Energy Barometer*, April 2004.
- European Commission, *PV-TRAC, A vision for Photovoltaic Technology for 2030 and beyond*, September 2004.
- Fernández M., Marzán I., Correira A., Ramalho E., *Heat Flow, heat production, and lithospheric thermal regime in the Iberian Peninsula*, Tectonophysics 291 (1998), pp. 29-53.

- García-Casals, X.**, *Comparison Between the Different Brayton Cycles for their use in Solar Thermal Technologies*, Advanced Hybrid Plant Concepts, Hennecke K., (ed.), SolarPaces Technical Report No.III-5/97, International Energy Agency-Solar Power and Chemical Energy Systems, 1997.
- García-Casals, X.**, *Gas Turbine Cycles for Hybrid Solar Power Plants*, Journal de Physique IV, 1999.
- García-Casals X.**, *Instalaciones de refrigeración solar por absorción: análisis y simulación*, CLIMAMED, 2º Congreso Mediterráneo de Climatización, Madrid, febrero 2005.
- García-Casals, X.**, *La energía Solar Térmica de Alta Temperatura como Alternativa a las Centrales Térmicas Convencionales y Nucleares*, IIT-01-125I, noviembre 2001.
- García Casals X.**, *Optimización del acoplamiento entre subsistema solar y ciclo termodinámico en plantas termosolares*, Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos, Universidad Politécnica de Madrid, 2000.
- García-Casals, X.**, *Thermodynamic Cycles to Optimize Electricity Production with Direct Steam Generation Parabolic Through Solar Fields*, Proceedings of the 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Köln, Alemania, 1996.
- Garrad Hassan**, *Sea Wind Europe*, Greenpeace, 2004.
- Greenpeace, ESTIA**, *Energía Solar Termoeléctrica 2020. Pasos firmes contra el cambio climático*, 2004.
- Greenpeace**, *Viento en Popa: La necesidad de un plan eólico marino para España*, junio 2003.
- Hassani V., Price H.W.**, *Modular Trough Power Plants*, Proceedings of Solar Forum 2001, Washington DC, 21-25 April, 2001.
- Haenel R., Staroste E.**, (Eds), *Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland*, 1988.
- Hurter S., Haenel R.**, (Eds), *Atlas of Geothermal Resources in Europe*, 2002.
- INE (a)**, *España en cifras 2003-2004*, febrero 2004.
- INE (b), Universidad de Sevilla**, *Tendencias demográficas durante el S. XX en España*, marzo 2004.
- IEA**, *Energy to 2050. Scenarios for a sustainable future*, 2003.
- INE**, *Anuario Estadístico de España 2003*, 2004.
- INE**, *Censos de población y vivienda 2001*, 2002.
- Invernizzi C., Bombarda P.**, *Thermodynamic performance of selected HFCs for geothermal applications*, Energy, Vol 22, No.9, pp 887-895, 1997.
- IPCC-WGIII**, *Special report on Emission Scenarios*, 2000.
- IPCC**, *Tercer Informe de Evaluación. Cambio climático 2001. La base científica*, OMM, PNUMA, 2001.
- Johansson T.B., McCormick K., Neij L., Turkenburg W.**, *The potentials of renewable energy*, Thematic Background Paper to the International Conference for Renewable Energies, Bonn 2004.
- Kaplan U., Schochet D.N.**, *Improving geothermal power plant performance with topping and bottoming cycles, case histories in Iceland, New Zealand and the Philippines*, Proceedings World Geothermal Congress 2000, Japan, May 28-June 10, 2000.
- Lorenzo, E.**, *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV): Seguidores y Huertas Solares*, ERA SOLAR, nº 119, enero-febrero 2004.

Meinshausen M., *On the risk of overshooting 2 °C*, Swiss Federal Institute of Technology (ETH Zurich), 2004.

Milborrow D.J., *The performance of arrays of wind turbines*, Journal of Industrial Aerodynamics, 5 (1980), 403-430.

MINECO, *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012*, noviembre 2003.

MINECO, *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*, septiembre 2002.

Ministerio de Fomento, *Anuario Estadístico 2003*, 2004.

Ministerio de Fomento, *Atlas estadístico de la edificación de viviendas y sus precios en España*, 2001.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1990-1995*, 1996.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1991-1996*, 1997.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1992-1997*, 1998.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1993-1998*, 1999.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1994-1999*, 2000.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1995-2000*, 2001.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1996-2001*, 2002.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1997-2002*, 2003.

Ministerio de Fomento, *Edificación y Vivienda 1998-2003*, 2004.

Ministerio de Fomento, *Las cifras de 2003*, 2004.

Ministerio de Fomento, *Obras en edificación*, 2001.

Ministerio de Industria y Energía, IDAE, *Plan de Fomento de las Energías Renovables*, diciembre 1999.

MOPT, *Edificación y Vivienda 1990-1991*, 1993.

MOPT, *Edificación y Vivienda 1990-1993*, 1994.

MOPT, *Edificación y Vivienda 1990-1994*, 1995.

MOPT, *Edificación y Vivienda 1992*, 1993.

MOPT, *Edificación y Vivienda 1993*, 1994.

Pilkington Solar International, *Survey of thermal storage for parabolic trough power plants*, prepared for NREL, June 2000.

Quaschnig V., *Hydrogen to meet the storage demand for a future climate compatible electricity supply in Germany*, HIPOTHESIS IV Symposium, Stralsund, Germany, September 2001.

REE, *El sistema eléctrico Español 2003*, marzo 2004.

Sargent & Lundy, *Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts*, Prepared for DOE and NREL, SL-5641, mayo 2003.

Sawin J., *Mainstreaming Renewable Energy in the 21st Century*, Worldwatch Paper 169, Washington D.C., US, May 2004.

Shell International, *Energy Needs, Choices and Possibilities; Scenarios to 2050*, Global Business Environment, 2000.

WEC, *Global energy scenarios to 2050 and beyond*, 2003.

9. Agradecimientos

En el desarrollo de este estudio hemos contado con la colaboración de distintas personas y entidades, a las cuales queremos hacer llegar de forma genérica nuestro agradecimiento.

Respecto a la energía geotérmica, una de las olvidadas de la planificación nacional, agradecer a Manel Fernández del Institut de Ciències de la Terra “Jaume Almera” (CSIC) la información aportada sobre valoraciones del recurso geotérmico.

También queremos agradecer las distintas aportaciones relativas a la caracterización del recurso eólico temporal en las distintas provincias. A pesar de los muchos años que se lleva midiendo la velocidad del viento en emplazamientos eólicos en nuestro país, resulta extremadamente complicado conseguir series temporales del recurso eólico que caractericen correctamente los emplazamientos eólicos. Por no haber, no existe todavía ni un atlas eólico nacional que refleje las mediciones de velocidad del viento (sus estadísticos principales) más allá de las estaciones del INM, que habitualmente no son representativas de emplazamientos eólicos. Varias de las contribuciones a este respecto prefieren permanecer en el anonimato. Las contribuciones que pueden reconocerse públicamente son Naturener Eólica, S.A. y Desarrollos Eólicos. En este primer informe no se han podido emplear estos datos eólicos por no haber conseguido completar todas las provincias peninsulares, pero la información se está empleando en la segunda parte de este proyecto.



GREENPEACE